

Tesis Doctoral
Ingeniería Automática, Electrónica y de
Telecomunicación

Control Predictivo Tolerante a Fallos **Aplicado a Sistemas de Energía**



Autor: Juan José Márquez Quintero
Directores: Carlos Bordons Alba, Ascensión
Zafra Cabeza

Ingeniería de Sistemas y Automática
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Tesis Doctoral
Ingeniería Automática, Electrónica y de Telecomunicación

Control Predictivo Tolerante a Fallos Aplicado a Sistemas de
Energía

Autor:

Juan José Márquez Quintero

Directores:

Carlos Bordons Alba, Ascensión Zafra Cabeza

Catedrático, Profesora Titular

Ingeniería de Sistemas y Automática
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

2021

Tesis Doctoral: Control Predictivo Tolerante a Fallos Aplicado a Sistemas de Energía

Autor: Juan José Márquez Quintero

Directores: Carlos Bordons Alba, Ascensión Zafra Cabeza

El tribunal nombrado para juzgar la Tesis arriba indicada, compuesto por los siguientes doctores:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

A mi familia
A mis profesores
A mis compañeros

Agradecimientos

Tal vez la gratitud no sea la virtud más importante, pero si es la madre de todas las demás

MARCO TULIO CICERÓN

Después de este intenso esfuerzo, ha llegado el día de escribir este apartado para finalizar mi tesis doctoral. Realizar este trabajo ha tenido un gran impacto en mi persona, tanto a nivel personal como profesional, por ello siento la necesidad de expresar mi gratitud a todas esas personas que de una forma u otra me han ayudado a conseguirlo.

Me gustaría comenzar agradeciendo a mis padres el apoyo incondicional que siempre me han dado, sin ese apoyo no hubiera tenido la oportunidad de estar delante de este ordenador escribiendo estas palabras. De igual modo, me gustaría agradecer su apoyo incondicional a mi hermana, mis abuelas/os, tíos/as y demás familiares, que además, de una forma u otra han contribuido en mi formación personal.

También quisiera agradecer el apoyo que me han dado todos y cada uno de mis compañeros de estudio desde mi niñez hasta el máster previo a mi matriculación en el programa de doctorado: David Torres, Fernando Muñoz, María Suarez, Luis Manuel Ramírez, Ignacio Fernández-Candau y un largo etcétera de grandes personas. Sin olvidar a los compañeros que han trabajado en el laboratorio Fuel Cell Lab de los que tanto he aprendido y tanto me han apoyado: Carlos Montero, David Marcos, M^a del Mar González, Luis Valverde, Juan Pablo López, Guillermo Teno, Pablo Bergmann, y por supuesto a Pedro Antonio Fernández y Javier Prada los cuáles me dieron cobijo en esos largos días de ensayos. También me gustaría agradecer el apoyo de otros compañeros con los que tuve el placer de trabajar: Felix García, Vlademir Freire, M. del Mar Castilla y especialmente a José Ramón Salvador al que siempre agradeceré el apoyo mostrado en las semanas previas al nacimiento de mi hijo Juan José.

Me gustaría dedicar un agradecimiento especial a Carlos y Miguel Ángel que me dieron la oportunidad de formar parte de este grupo de investigación. En ese momento, me dedicaba a realizar trabajos de electricidad mientras cursaba el máster. De ellos he aprendido muchísimas cosas tanto a nivel profesional como personal. Nunca podré agradecerles

suficientemente la lección de humanidad que me dieron cuando nació mi hijo Juan José. Gracias. También me gustaría dedicar un agradecimiento especial a mis directores de tesis Carlos Bordons Alba y Ascensión Zafra Cabeza, por su valiosa ayuda, consejos y apoyo. Definitivamente me han brindado todas las herramientas necesarias para poder llevar a cabo esta tesis.

Por último, me gustaría agradecer a mi mujer Estefanía el apoyo incondicional que siempre me brinda sobre todo en los malos momentos, sin ella no lo hubiera logrado. A mis hijos Juan José e Ismael solo puedo decirles que son la ilusión y el motor de mi vida. Además, a mi hijo Juan José que ahora duerme junto a mí mientras escribo estas líneas me gustaría pedirle disculpas por el tiempo robado a causa de este trabajo.

La letra de unas conocidas bulerías dice que "de los buenos manantiales nacen los mejores ríos", no me considero uno de los mejores ríos pero si he tenido la suerte de tener muy buenos manantiales, a todos ellos gracias.

Juan José Márquez Quintero
Sevilla, 2021

Resumen

Los sistemas de energía distribuidos están adquiriendo un papel cada vez más importante en la evolución del sistema eléctrico tradicional. En la actualidad, se está trabajando en el desarrollo de aplicaciones que aseguren la disponibilidad y su correcto funcionamiento. El sistema de gestión de energía debe ser capaz de mitigar los efectos provocados por fallos y, por tanto, llevar al sistema a un escenario seguro. En este contexto, el diagnóstico y mitigación de los fallos son temas principales a tratar.

En esta tesis se estudia la integración de sistemas de control tolerantes a fallos en sistemas de gestión de energía haciendo uso de una planta experimental situada en la Universidad de Sevilla. Con este propósito, se presenta un enfoque de control predictivo basado en modelos para la gestión de energía desde el punto de vista de la mitigación de fallos. Inicialmente, se realiza un diseño previo de una estrategia de control tolerante a fallos utilizando métodos de diagnóstico y mecanismos de tolerancia a fallos tradicionales. Posteriormente se desarrollan métodos que mejoran el desempeño del sistema de diagnóstico propuesto inicialmente y se desarrollan aplicaciones que utilizan mecanismos de tolerancia en sistemas de gestión de energía. Además, se desarrolla un mecanismo de tolerancia específico para este tipo de sistemas basado en técnicas de respuesta a la demanda que aplica la reducción de carga para mitigar las consecuencias del fallo. Para mostrar la eficacia de las contribuciones realizadas se llevan a cabo ensayos en la planta experimental, citada anteriormente, y se realiza una comparación de los distintos métodos desarrollados para mejorar la robustez del diagnóstico de fallos.

Abstract

Distributed energy systems are getting a growing role in the evolution of the traditional electricity system towards a more distributed grid. Nowadays, efforts are being put into the development of applications that ensure the availability and the correct functioning of distributed energy systems. Energy management systems must be able to manage faults and therefore, drive the system to a safe scenario. In this context, fault diagnosis and mitigation are the main issues to be addressed.

In this thesis the integration of fault-tolerant control systems in energy management systems is studied using an experimental plant located at the University of Seville. For this purpose, a model-based predictive control approach is presented for power management from the point of view of fault mitigation. Initially, a pre-design of a fault-tolerant control strategy is performed using diagnostic methods and traditional fault-tolerance mechanisms.

Subsequently, methods are developed that improve the performance of the established diagnostic system and applications are developed that use tolerance mechanisms in energy management systems. In addition, a specific tolerance mechanism is developed for this type of system based on demand response techniques that applies load reduction to mitigate the consequences of fault. To show the effectiveness of the contributions made, tests are carried out in the experimental plant, mentioned above, and a comparison is made of the different methods developed to improve the robustness of fault diagnosis.

Índice Abreviado

<i>Resumen</i>	V
<i>Abstract</i>	VII
<i>Índice Abreviado</i>	IX
Parte I Fase inicial de la investigación	1
1 Introducción	3
1.1 Motivación y objetivos	4
1.2 Marco de la tesis	5
1.3 Estructura de la tesis	5
1.4 Contribuciones	7
2 Preliminares	9
2.1 Introducción al control predictivo basado en modelo	9
2.2 Microrredes	10
2.3 Control tolerante a fallos	20
2.4 Estrategia de gestión de energía basada en MPC	36
Parte II Fase de desarrollo y contribuciones	39
3 Descripción y análisis de fallos del sistema de energía experimental	41
3.1 Descripción de la planta experimental	41
3.2 Propagación de fallos desde el punto de vista de la gestión de energía	57
4 Contribuciones en el diagnóstico de fallos aplicados a sistemas de energía	63
4.1 Estrategia de control predictivo tolerante a fallos	64
4.2 Diagnóstico de fallos	68
4.3 Métodos de robustez propuestos	68

4.4	Método de diagnóstico basado en señales	108
4.5	Método de aislamiento y evaluación del fallo	108
4.6	Comparación de métodos de robustez en el diagnóstico	110
5	Contribuciones en la mitigación de fallos aplicados a sistemas de energía	117
5.1	Plan de mitigación y mecanismos de tolerancia	118
5.2	Ensayos de robustez híbrida con reconfiguración frente al fallo	145
6	Conclusiones	153
6.1	Futuras líneas de investigación	154
	<i>Índice de Figuras</i>	155
	<i>Índice de Tablas</i>	159
	<i>Bibliografía</i>	161
	<i>Índice alfabético</i>	169
	<i>Glosario</i>	169

Índice

<i>Resumen</i>	V
<i>Abstract</i>	VII
<i>Índice Abreviado</i>	IX
Parte I Fase inicial de la investigación	1
1 Introducción	3
1.1 Motivación y objetivos	4
1.2 Marco de la tesis	5
1.3 Estructura de la tesis	5
1.3.1 Fases de la investigación	6
1.4 Contribuciones	7
2 Preliminares	9
2.1 Introducción al control predictivo basado en modelo	9
2.2 Microrredes	10
2.2.1 Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía	11
2.2.1.1 Estabilidad de la red	12
2.2.1.2 Reserva de energía	14
2.2.2 Control jerárquico de microrredes	14
2.2.2.1 Nivel 1	16
2.2.2.2 Nivel 2	17
2.2.2.3 Nivel 3	18
2.2.3 Sistemas de gestión de energía	18
2.2.3.1 Método heurístico	19
2.2.3.2 Métodos basados en la optimización	19
2.3 Control tolerante a fallos	20
2.3.1 Conceptos básicos sobre control tolerante a fallos	21
2.3.2 Clasificación de los fallos	22

2.3.3	Introducción a la tolerancia a fallos	23
2.3.4	Diagnóstico de fallos	25
2.3.5	Métodos de diagnóstico de fallos basados en modelos	26
2.3.5.1	Diagnos (DX): inteligencia artificial	26
2.3.5.2	Detección e Identificación de Fallos (FDI): ingeniería de control	27
2.3.6	Descripción del método FDI usado de base: ecuaciones de paridad	30
2.3.7	Mecanismos de tolerancia a fallos	35
2.3.8	Método de supervisión	35
2.3.9	Tolerancia a fallos en microrredes	36
2.4	Estrategia de gestión de energía basada en MPC	36
Parte II	Fase de desarrollo y contribuciones	39
3	Descripción y análisis de fallos del sistema de energía experimental	41
3.1	Descripción de la planta experimental	41
3.1.1	Subsistema de almacenamiento mediante baterías de plomo ácido	48
3.1.2	Subsistema de almacenamiento mediante baterías de ion-litio	48
3.1.3	Subsistema de almacenamiento mediante hidrógeno	49
3.1.4	Subsistema de generación mediante fuente de potencia programable	51
3.1.5	Subsistema de generación mediante campo solar fotovoltaico	52
3.1.6	Subsistema de demanda energética mediante carga electrónica programable	52
3.1.7	Arquitectura de control	53
3.1.8	Modelo de la microrred	53
3.2	Propagación de fallos desde el punto de vista de la gestión de energía	57
4	Contribuciones en el diagnóstico de fallos aplicados a sistemas de energía	63
4.1	Estrategia de control predictivo tolerante a fallos	64
4.2	Diagnóstico de fallos	68
4.3	Métodos de robustez propuestos	68
4.3.1	Método de robustez activa: uso de modelo adaptativo para el cálculo de residuos	68
4.3.2	Ensayo 1: robustez activa	74
4.3.2.1	Ensayo 1 sin fallos	75
4.3.2.2	Ensayo 1 con fallos pero sin mitigación	76
4.3.3	Método de robustez pasiva: uso de conceptos de los sistemas estocásticos para el cálculo de umbrales	77
4.3.4	Ensayo 2: robustez pasiva	82
4.3.4.1	Ensayo 2 sin fallos	84
4.3.4.2	Ensayo 2 con fallos pero sin mitigación	87
4.3.5	Método híbrido: uso de los métodos de robustez activa y robustez pasiva	90
4.3.6	Ensayo 3: robustez híbrida	90
4.3.6.1	Ensayo 3 con fallos pero sin mitigación	92

4.3.7	Ensayo 4: robustez híbrida	93
4.3.7.1	Ensayo 4: robustez híbrida en escenario sin fallos	96
4.3.7.2	Ensayo 4: robustez híbrida en escenario con fallos pero sin acciones de mitigación	97
4.3.7.3	Fallo en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno sin mitigación (pila de combustible)	97
4.3.7.4	Fallo en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno sin mitigación (electrolizador)	100
4.3.7.5	Fallo en la red de distribución sin mitigación	100
4.4	Método de diagnóstico basado en señales	108
4.5	Método de aislamiento y evaluación del fallo	108
4.5.1	Ensayo 5: método de evaluación del tamaño del fallo	109
4.6	Comparación de métodos de robustez en el diagnóstico	110
5	Contribuciones en la mitigación de fallos aplicados a sistemas de energía	117
5.1	Plan de mitigación y mecanismos de tolerancia	118
5.1.1	Generación del plan de mitigación	118
5.1.2	Método de generación online del plan de mitigación	121
5.1.2.1	Ensayo 6: generación online del plan de mitigación	123
5.1.3	Mecanismos de tolerancia propuesto	126
5.1.3.1	Acomodación al fallo	129
5.1.3.2	Ensayo 7: Acomodación al fallo	129
5.1.3.3	Reconfiguración frente al fallo	130
5.1.3.4	Ensayo 8: reconfiguración frente al fallo	131
5.1.3.5	Respuesta en la demanda	138
5.1.3.6	Ensayo 9: reducción de carga	139
5.1.3.7	Ensayo 10: técnicas de respuesta a la demanda, robustez híbrida	142
5.2	Ensayos de robustez híbrida con reconfiguración frente al fallo	145
5.2.1	Ensayo 11 con fallo en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno y con mitigación (pila de combustible)	147
5.2.2	Ensayo 12 con fallo en la red de distribución y con mitigación	147
6	Conclusiones	153
6.1	Futuras líneas de investigación	154
	<i>Índice de Figuras</i>	155
	<i>Índice de Tablas</i>	159
	<i>Bibliografía</i>	161
	<i>Índice alfabético</i>	169
	<i>Glosario</i>	169

Parte I

Fase inicial de la investigación

1 Introducción

Confía en el tiempo que suele dar dulces salidas a muchas amargas dificultades

MIGUEL DE CERVANTES SAAVEDRA, 1613

Históricamente los esfuerzos en el desarrollo de técnicas para la generación de energía eléctrica se habían centrado mayoritariamente en aquellas que utilizaban combustibles fósiles y nucleares. Las actuales regulaciones en cuestiones medioambientales y las predicciones que indican la posibilidad de agotar los combustibles fósiles en un periodo relativamente cercano han hecho que actualmente los esfuerzos vayan dirigidos a desarrollar técnicas que incluyan las llamadas fuentes de energía renovables, Renewable Energy Sources (RESs) en inglés. Por este motivo la comunidad científica está trabajando para ayudar en el cambio del panorama energético actual hacia otro más benévolo con el medioambiente y menos dependiente de los combustibles fósiles. El problema de la inclusión de las RESs en el paradigma energético se origina por la propia naturaleza de sus perfiles de generación, fluctuantes e intermitentes, que unida a la incertidumbre propia de la demanda pueden provocar la pérdida de calidad y confiabilidad del suministro.

Los sistemas de almacenamiento de energía, Energy Storage System (ESS) en inglés, dan solución al problema planteado anteriormente. En 2019 por ejemplo se aprobó un proyecto de almacenamiento en una planta solar fotovoltaica de 400 MW capaz de almacenar 1200 MWh en los Ángeles (California). Así mismo, en España se prevé que en 2021 comience a funcionar una central solar fotovoltaica de 100 MW con capacidad de almacenamiento a gran escala, en Puertollano (Ciudad Real).

Existe una rama de investigación que promueve dividir la red en sistemas distribuidos que incorporen generación y almacenamiento de energía a pequeña escala con el fin de facilitar la integración de las RESs en el sistema energético general. En este marco, los sistemas energéticos distribuidos pueden adquirir un papel importante en la evolución del sistema eléctrico tradicional hacia una red más distribuida que incluya a los potenciales consumidores como generadores y almacenadores de energía; el tipo de agente capaz de actuar como consumidor y generador de energía se denomina prosumidor. Estos sistemas

se han posicionado como un medio prometedor para ayudar a integrar las RESs en el futuro modelo energético [13, 35].

Para que la implantación de los sistemas distribuidos de energía en el paradigma energético sea efectiva es necesario aumentar la confiabilidad del suministro de energía minimizando costes. Este objetivo está fuertemente unido al desarrollo de los sistemas de control empleados. Un tipo muy común de sistemas distribuidos de energía es la microrred, la cual se define en [52] como un conjunto de cargas, recursos de energía y dispositivos de almacenamiento de energía que se pueden operar como una sola carga o una unidad generadora controlable. Los trabajos de [68, 71] presentan una revisión de diferentes estrategias y tendencias de control aplicadas a las microrredes. Entre ellas, se ha de destacar el control predictivo basado en modelo [16] como estrategia óptima de control. Son numerosas las aplicaciones que usan el control predictivo basado en modelo, Model-based Predictive Control (MPC) en inglés, para el control de microrredes [43, 101, 46, 18, 74, 73].

En todos los procesos pueden ocurrir fallos que afectan al correcto funcionamiento del sistema; el lazo de control puede ocultar estos fallos permitiendo que alcancen un nivel tal que produzcan una avería. En este contexto el control tolerante a fallos, Fault Tolerant Control (FTC) en inglés, proporciona herramientas que permiten mantener los objetivos de control incluso en presencia de fallos, admitiendo una cierta degradación de sus prestaciones [31, 8, 79]. Análogamente a la definición realizada en [31] del FTC, una característica deseable para aumentar la fiabilidad del suministro de energía sería que, incluso en presencia de fallos, la demanda energética de los usuarios sea satisfecha el mayor tiempo posible manteniendo unos criterios de seguridad y eficiencia aceptables. En [60] se realiza una gestión de energía tolerante a fallos que se apoya en un estimador de fallos basado en observadores lineales a parámetros variantes, Linear Parameter-Varying (LPV) en inglés.

1.1 Motivación y objetivos

Para poder llevar a cabo la transición hacia un nuevo modelo energético en el que los sistemas energéticos distribuidos jueguen un papel destacado, se deben superar diferentes obstáculos regulatorios y tecnológicos antes de que puedan postularse como una solución capaz de hacer frente al sistema energético convencional. Existen diversos campos de investigación que buscan el desarrollo de estos sistemas; la bibliografía en este campo es extensa y abarca muchas ramas de la Ingeniería.

Esta tesis surge con la motivación de contribuir al desarrollo tecnológico de los sistemas de energía distribuidos desde el punto de vista de la detección y mitigación de fallos. Actualmente, existen desarrollos de FTC de sistemas energéticos que cumplen la normativa estándar de calidad y seguridad de energía. Esta tesis pretende contribuir al desarrollo de sistemas de gestión de la energía, Energy Management System (EMS) en inglés, capaces de detectar y mitigar fallos de forma eficiente sin que suponga una gran inversión. Se usará la metodología de control predictivo basado en modelo para obtener resultados óptimos.

1.2 Marco de la tesis

La investigación central de esta tesis se ha desarrollado en el marco de dos proyectos pertenecientes al Plan Estatal de I+D+i orientadas a los Retos de la Sociedad:

- "Control Predictivo de Microrredes Reconfigurables con Almacenamiento Híbrido y Móvil (CONFIGURA)" (DPI2016-78338-R). El objetivo del proyecto era el control de energía en microrredes considerando la problemática de la interconexión entre vehículos eléctricos y microrredes, así como el problema del cambio de topología por la conexión/desconexión de cualquier sistema de almacenamiento, generación o carga, siendo los responsables del proyecto Carlos Bordons Alba y Miguel Ángel Ridao Carlini. La fecha de inicio fue el 31/12/2016 y su fecha de finalización el 31/12/2020. El organismo financiador ha sido el Ministerio de Economía y Competitividad.
- "Técnicas de Gestión Segura y Fiable de la Energía en Microrredes Integrando Cambios en la Demanda y Control Predictivo Estocástico (SAFEMPC)" (PID2019-104149RB-I00). El objetivo del proyecto es el diseño de sistemas de gestión de energía seguros y fiables para microrredes integrando riesgos asociados a ciberseguridad, resiliencia frente a fallos en la red de distribución, diagnóstico de fallos en microrredes y minimización de la degradación en los sistemas de almacenamiento desarrollando técnicas de control predictivo estocástico que optimice el control considerando incertidumbres, siendo los responsables del proyecto Carlos Bordons Alba y Ascensión Zafra Cabeza. La fecha de inicio fue el 01/06/2020 y la fecha de finalización prevista es el 31/05/2023. El organismo financiador ha sido el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

Ambos proyectos han permitido disponer de una microrred experimental para poder ser tomada como banco de pruebas. Dicha microrred se encuentra situada en el laboratorio Hylab de la Universidad de Sevilla. Cuenta con:

1. Un banco de baterías de plomo ácido de 48V de tensión nominal.
2. Una fuente de potencia programable.
3. Una carga electrónica programable.
4. Un banco de baterías de ion litio de 48V de tensión nominal.
5. Un electrolizador para la generación de hidrogeno.
6. Una Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC).
7. Dos tanques de hidruro metálico para almacenar hidrógeno.
8. Un campo solar fotovoltaico de 5 kW.

1.3 Estructura de la tesis

La estructura de la presente tesis doctoral es la siguiente:

- Capítulo 1: contextualiza la motivación y objetivos de la tesis doctoral. Expone las contribuciones realizadas a raíz de la misma.
- Capítulo 2: analiza el estado del arte de las microrredes y del FTC e introduce los conceptos técnicos preliminares.
- Capítulo 3: realiza una descripción detallada de la planta donde se han llevado a cabo los ensayos y un análisis de fallos del sistema de energía experimental.
- Capítulo 4: plantea el diseño general del sistema de diagnóstico y expone el desarrollo de las contribuciones realizadas. Se muestran los resultados obtenidos.
- Capítulo 5: plantea el diseño general del sistemas de mitigación y expone el desarrollo de las contribuciones realizadas. Se muestran los resultados obtenidos.
- Capítulo 6: expone las conclusiones obtenidas de la investigación y las posibles líneas futuras de investigación.

1.3.1 Fases de la investigación

En la figura 1.1 se esquematizan las fases de ejecución de la tesis y la relación entre las diferentes fases.

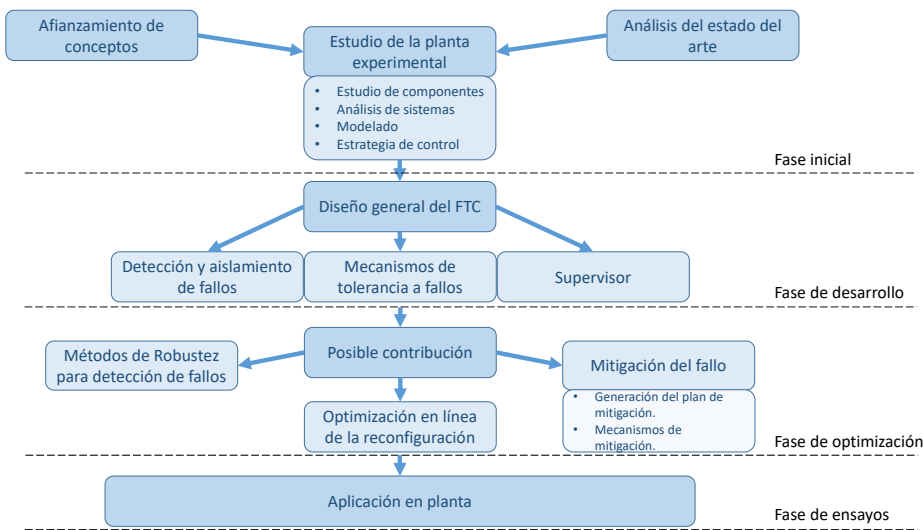


Figura 1.1 Fases de ejecución de la Tesis.

El comienzo de la tesis se dedicó a afianzar conocimientos previos relativos a los sistemas de energía a pequeña escala a la vez que se inició el proceso de búsqueda de información para obtener una visión del estado del arte general de los sistemas de energía y del FTC. Casi en paralelo se inició el estudio a fondo de los equipos y sistemas que

conforman el sistema de energía en el cual se realizaron los ensayos finales. Más tarde se llevó a cabo el diseño y desarrollo de estrategias de FTC iniciales. Después de analizar las posibles carencias de estos métodos iniciales, se propusieron mejoras para optimizar el diagnóstico y mitigación de los fallos, las cuales fueron implementadas en la planta experimental.

1.4 Contribuciones

Los principales contribuciones de esta tesis son:

- Integración eficiente de una estrategia de FTC en un EMS para una planta experimental.
- Desarrollo de métodos que mejoran la robustez del sistema de identificación y detección de fallos, Fault Detection and Isolation (FDI) en inglés.
- Desarrollo práctico de mecanismos de tolerancia a fallos aplicados a sistemas de energía.

Como consecuencia directa durante el desarrollo de la tesis se han realizado varias publicaciones en congresos y revistas:

1. J.J. Marquez, A. Zafra-Cabeza, Carlos Bordons and Miguel A. Ridao. *A Fault Detection and Reconfiguration Approach for MPC-based Energy Management in an Experimental Microgrid*, Control Engineering Practice (CEP), 2020.
2. Vlademir A. Freire, Lúcia Valéria R. de Arruda, Carlos Bordons, Juan J. Márquez. *Optimal Demand Response Management of a Residential Microgrid using Model Predictive Control*, IEEE Access, 2020.
3. Vlademir A. Freire, Juan J. Márquez, Carlos Bordons, A. Zafra-Cabeza and Lúcia V.R. de Arruda. *Energy Management System for Microgrid Considering Operational Faults in Power Supply*, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), IEEE, 2020.
4. J.J. Márquez, A. Zafra-Cabeza and C. Bordons. *Diagnosis and Fault Mitigation in a Microgrid Using Model Predictive Control*, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), IEEE, 2018.
5. Mar Castilla, Juan J. Márquez, Ascensión Zafra Cabeza y Carlos Bordons. *Diagnosis y mitigación de fallos usando control predictivo sobre microrred experimental*, IV Simposio CEA de Modelado, Simulación y Optimización (SMSO), 2018.

Y como consecuencia transversal:

1. Felix Garcia-Torres, Carlos Bordons, Javier Tobajas, Juan Jose Marquez, Joaquin Garrido-Zafra and Antonio Moreno-Munoz. *Optimal Schedule for Networked Microgrids under Deregulated Power Market Environment using Model Predictive Control*, IEEE Transactions on Smart Grids, 2020.
2. Carlos Bordons, Guillermo Teno, Juan J. Márquez and Miguel A. Ridao. *Effect of the Integration of Disturbances Prediction in Energy Management Systems for*

Microgrids, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), IEEE, 2019.

3. Guillermo Teno, M.A. Ridao, Carlos Bordons y J.J. Márquez. *Comparativa de algoritmos de Control Predictivo Distribuido aplicado a microrredes interconectadas*, XXXIX Jornadas de Automática - Badajoz, 2018.

2 Preliminares

Nada es más honorable que un corazón agradecido

LUCIO ANNEO SÉNECA

En este capítulo se realiza una revisión de los antecedentes científicos y conceptos técnicos relativos a la presente investigación. Como ya se expuso en la sección 1.1, el objetivo de la tesis es el desarrollo de una estrategia de FTC aplicada a sistemas de energía, más concretamente a microrredes y en particular a una microrred experimental localizada en el laboratorio Hylab de la Universidad de Sevilla. Para comenzar se realiza una breve descripción del control predictivo basado en modelo. Posteriormente, este capítulo hace una revisión de los ESSs de una microrred, el control jerárquico que se ha adoptado, así como un análisis de los EMSs. A continuación, se realiza una revisión del control tolerante a fallos, comenzando con la definición de conceptos básicos propios del FTC y de los tipos de fallos. Seguidamente se realiza una breve introducción al concepto de tolerancia a fallos y se presenta una clasificación de los métodos de diagnóstico de fallos, se repasan los métodos de diagnóstico de fallos basados en modelos prestando mayor atención al método de ecuaciones de paridad y se introducen los métodos de tolerancia a fallos y de supervisión. Por último se presenta la estrategia de gestión de energía basada en MPC que se va a aplicar.

2.1 Introducción al control predictivo basado en modelo

El control predictivo basado en modelo ha sido ampliamente estudiado por muchos autores (ver [34, 33, 62, 83] y sus referencias). En esta sección se realiza una breve introducción a este tipo de estrategias.

Las estrategias de control basadas en MPC utilizan de forma explícita un modelo matemático del sistema para obtener la señal de control minimizando una función objetivo J . En cada periodo de muestreo se calcula una secuencia de control para un horizonte de control finito y deslizando pero sólo se aplica la primera señal de la secuencia de control

calculada. Este tipo de estrategias ha sido muy utilizado en diferentes aplicaciones, algunas de sus principales ventajas se enumeran a continuación:

- Su sintonización es intuitiva y no se requiere tener grandes conocimientos de control.
- Permite introducir el uso de restricciones.
- La ley de control se implementa fácilmente y responde a criterios de optimización.
- Se compensan las perturbaciones medibles de forma natural (feed forward).
- Es capaz de controlar una gran variedad de procesos: lineales, no lineales, monovariariables, multivariariables, procesos de fase no mínima, procesos inestables o procesos con grandes tiempos muertos.
- Es capaz de compensar intrínsecamente los tiempos muertos.

En esta tesis solo se analiza el modelo de espacio de estados, animando al lector que desee obtener mas información a leer el trabajo presentado en [33]. En la sección 2.4 se define el problema multiobjetivo así como la estrategia MPC aplicada y la función objetivo general utilizada en la tesis. En la sección 3.1.8 se muestra el modelo orientado al control y las restricciones físicas del sistema de energía.

2.2 Microrredes

El término de microrred ha sido definido por diferentes autores. El Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) la define como el conjunto de fuentes de energía distribuidas, Distributed Energy Resources (DER) en inglés, (por ejemplo la energía solar y eólica), ESSs y cargas eléctricas que pueden funcionar de forma independiente o conectadas a una red eléctrica externa [32]. En [71] se introduce el concepto de gestión y estabilidad, definiendo una microrred como el conjunto de cargas, DER y ESSs cuya gestión se puede realizar de forma coordinada para contribuir a la estabilidad de todo el sistema. En esta tesis se ha adoptado la siguiente definición de microrred considerando autores previos [16, 32, 71]: una microrred es un conjunto de DER, ESSs y cargas eléctricas propiedad del prosumidor que operan junto con sistemas de gestión, control y protección para mantener la calidad y confiabilidad del suministro mientras se realiza un despacho óptimo de la energía, pudiendo funcionar de modo aislado o conectado a alguna red eléctrica externa a través del punto de acoplamiento común, Point of Common Coupling (PCC) en inglés.

Como se ha adelantado en el capítulo 1 de introducción, la integración a gran escala de las RESs puede provocar desequilibrios en la red eléctrica general debido a la naturaleza de los perfiles de generación que pueden ser fluctuantes e intermitentes. Este problema se podría resolver integrando las microrredes en el modelo de energía actual, que al incorporar ESSs junto con sistemas de gestión y control podría favorecer la integración masiva de DER de carácter renovable.

La red eléctrica de distribución percibe a la microrred como un agente individual que puede demandar o suministrar energía a través del PCC, por tanto, la gestión y control de los RESs sería realizada por la propia microrred, liberando de este modo a la red eléctrica del control y gestión.

A continuación se muestra una clasificación de los ESSs más importantes.

2.2.1 Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía

La efectividad de las fuentes de energía depende de la capacidad de satisfacer la demanda en el momento deseado. Las tecnologías usadas para el desarrollo de ESSs surgen de la necesidad de conservar esa energía para utilizarla cuando sea requerida. Existen diferentes tecnologías de almacenamiento de energía en la actualidad; en [35] se realiza una revisión de estas tecnologías en aplicaciones de microrredes y se dividen en cinco grupos:

- Sistemas de almacenamiento mecánico. Este grupo engloba tres técnicas principales:
 - Volante de inercia: almacenan la energía a través de la rotación de un disco que se apoya en un estator mediante cojinetes levitados magnéticamente. Se pueden dividir en dos grupos en función de la velocidad de giro. Las características típicas de ambos se resumen en [86].
 - Almacenamiento neumático: tiene como principio de funcionamiento esencial la compresión y expansión de un gas. Tal y como se describe en [1] las innovaciones más recientes en este campo incluyen el uso de aire comprimido supercrítico o de dióxido de carbono comprimido en condiciones supercríticas y transcríticas.
 - Almacenamiento por bombeo de agua: es la más extendida en la actualidad. Se encuentra en un periodo de gran madurez lo que hace pensar que la capacidad de mejora de esta tecnología es limitada.
- Sistemas de almacenamiento electroquímico. Almacenan la energía eléctrica en forma de energía química. En [89] se clasifican de forma general en dos ramas principales: baterías electroquímicas y condensadores electroquímicos. En [35] se muestran los sistemas de almacenamiento electroquímicos más comunes aplicables a las microrredes, como las baterías de flujo, de plomo-ácido, de iones de litio o de sodio-azufre. En [29] se realiza un análisis de estos sistemas evaluando la viabilidad económica y el impacto en el sistema eléctrico, introduciendo un estudio sobre la función de estos sistemas en el Hybrid Electric Vehicle (HEV).
- Sistemas de almacenamiento químico. Existen diversos combustibles utilizados para la generación de energía. En estos sistemas la energía se almacena en los enlaces de átomos y moléculas. Dentro de este grupo se incluyen los biocombustibles. La mayoría de estos combustibles liberan su energía en forma de energía térmica, sin embargo, existen otro tipo de combustibles que pueden liberar su energía mediante reacciones de transferencia de electrones para la producción directa de energía eléctrica. En este último tipo destacan las tecnologías basadas en el hidrógeno. Así por ejemplo, en [94] se desarrolla una estrategia de control en sistemas de energía que incluyen sistemas de almacenamiento químico mediante hidrógeno.
- Sistemas de almacenamiento eléctrico: se dividen en sistemas electrostáticos y magnéticos. Los primeros se basan en el principio de carga estática y los segundos se basan en el principio de la electrodinámica. En el trabajo realizado en [24] se presenta un enfoque para la inclusión del Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) en una Smart City.

- Sistemas de almacenamiento térmico: estos sistemas almacenan energía térmica para su posterior uso. Se pueden aplicar con diferentes propósitos como calefacción/refrigeración, producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS) o de electricidad convirtiendo la energía térmica en mecánica y posteriormente en energía eléctrica.

Cada una de las tecnologías de almacenamiento tiene sus propias características. Algunas de sus propiedades vienen dadas por la densidad de energía capaz de almacenar, la densidad de potencia capaz de suministrar/absorber, el tiempo de respuesta, la autonomía, los ciclos de carga, el coste económico, etc.

El conocimiento de estas características ayuda en la elección del ESS más adecuado para cada aplicación. En ocasiones un ESS no reúne todas las características óptimas para cubrir todas las necesidades de una aplicación. En este marco los sistemas de almacenamiento híbridos pueden ayudar a satisfacer las diferentes necesidades de la aplicación de manera óptima. El trabajo presentado en [11] analiza brevemente las aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía híbridos típicas, Hybrid Energy Storage System (HESS) en inglés, y las arquitecturas de acoplamiento.

Desde la perspectiva del control se deben plantear estrategias que optimicen el uso de los HESS en cada momento. Un ejemplo de ello se puede ver en [44] donde se desarrolla un algoritmo basado en MPC que obtiene el máximo beneficio económico de las microrredes minimizando la degradación en los diferentes ESSs.

A continuación se realiza una clasificación de los ESSs en función del campo de aplicación y por tanto, de la potencia nominal y tiempo de carga/descarga. En [16] se establece de forma gráfica una relación entre la potencia nominal y el tiempo de descarga de distintas tecnologías de almacenamiento, (ver figura 2.1).

2.2.1.1 Estabilidad de la red

Los ESSs utilizados para mantener la estabilidad de la red deben estar capacitados para compensar variaciones rápidas de energía en la red. La parte inferior de la figura 2.1 muestra los tipos de ESSs utilizados con este fin. A continuación se exponen los ESSs más usados en este campo de aplicación:

- Los supercondensadores tienen una capacidad de almacenamiento baja. Sin embargo, tienen una dinámica de carga/descarga a potencia nominal extremadamente rápida. Esta característica hace que este tipo de ESS sea una tecnología muy utilizada para compensar variaciones rápidas de energía producidas en la microrred ayudando de este modo a obtener niveles aceptables de calidad energética.
- Los SMES tienen una capacidad de almacenamiento de energía y una dinámica de carga/descarga a potencia nominal similar a la de los supercondensadores. Al igual que en el caso anterior se utilizan para compensar variaciones rápidas de energía en la microrred. Suelen trabajar con potencias nominales superiores a la de los supercondensadores.
- Los volantes de inercia tienen mayor capacidad de almacenamiento energético que en los casos anteriores. La dinámica de carga/descarga a potencia nominal es del orden de segundos. Se pueden utilizar para compensar las variaciones de energía y la escasez energética durante las transiciones.

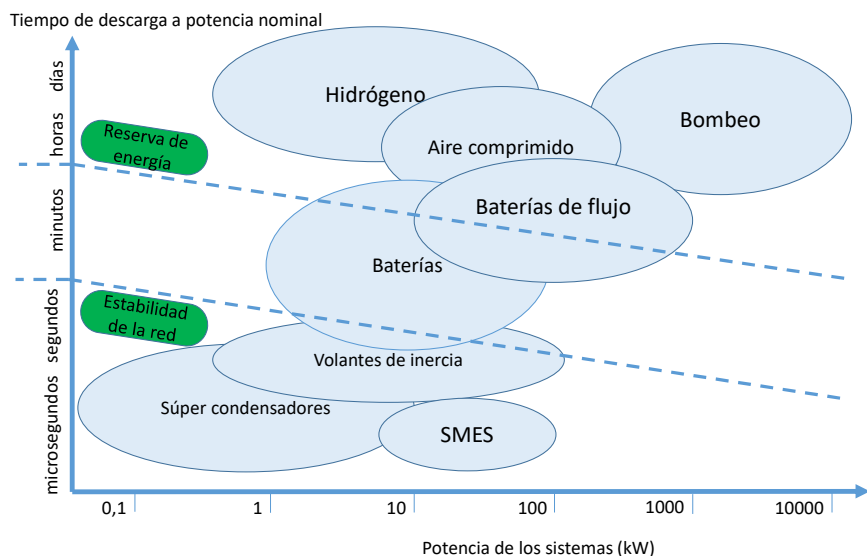


Figura 2.1 Tecnologías de almacenamiento en función de la potencia y el tiempo de descarga, ver [16].

- Las baterías, en función de la tecnología que apliquen, pueden ser utilizadas para compensar tanto las variaciones como la escasez de energía durante las transiciones. Tienen capacidades de almacenamiento muy superiores en comparación con los ESSs anteriores.

En la tabla 2.1 se resumen de forma orientativa algunos valores típicos de los ESSs utilizados para conseguir estabilidad en la microrred.

Tabla 2.1 Resumen de valores orientativos de los ESS utilizados para la estabilidad de la red.

	Supercon.	SMES	Volante I.	Bate. Pb
Densi. E.(Wh/l)	2 – 10	1 – 10	80 – 200	50 – 100
T. reacción	< 10ms	< 10ms	> 10ms	< 10ms
Eficiencia (%)	≈ 80	≈ 85	≈ 90	≈ 75
Autodescarga	12 % – 24h	15 % – 24h	10 % – 1h	0.2 % – 24h

2.2.1.2 Reserva de energía

Son los ESSs que se utilizan para la gestión energética de la microrred tanto en modo aislado como conectado a la red, ayudando en la integración de las renovables. Estos ESSs tienen capacidad de almacenamiento de energía muy superior a los dedicados a la estabilidad de la red. La parte superior de la figura 2.1 muestra los ESSs que pueden ser usados en este campo de aplicación. A continuación se exponen los más utilizados:

- El almacenamiento por bombeo de agua alcanza capacidades de almacenamiento elevadas. Es el que puede trabajar a una potencia nominal superior. Puede llegar a garantizar el suministro de energía de la microrred a potencia nominal durante días en ausencia de generación.
- Los sistemas de almacenamiento mediante tecnologías basadas en el Hidrógeno (H_2) tienen una capacidad de almacenamiento de energía elevada. Sin embargo, la potencia nominal de estos ESSs es inferior que en el caso del almacenamiento por bombeo de agua. Como en el caso anterior, pueden llegar a garantizar el suministro de energía de la microrred a potencia nominal durante días.
- Los sistemas de almacenamiento neumático tienen gran capacidad de almacenamiento energético. Sin embargo, en ausencia de generación sólo pueden garantizar el suministro de energía de la microrred a potencia nominal durante horas.
- Las baterías en función de la tecnología que apliquen, pueden ser utilizadas tanto para reserva energética como para tareas de estabilización de la red, como se ha visto en la sección 2.2.1.1. Pueden alcanzar grandes capacidades de almacenamiento. El tiempo durante el cual pueden garantizar el suministro a potencia nominal depende del tipo de tecnología empleada.

En la tabla 2.2 se resumen de forma orientativa algunos valores típicos de los ESS utilizados para reserva de energía:

Tabla 2.2 Resumen de valores orientativos de los ESS utilizados para reserva de energía.

	Bate. ion-li	Bate. flujo	Hidrógeno	Bombeo
Densi. E.(Wh/l)	200 – 350	20 – 70	750/250bar	0.27 – 1.5
T. reacción	< 10ms	> 1s	> 1min	> 3min
Eficiencia (%)	≈ 85	≈ 80	≈ 40	≈ 80
Autodescarga	5 % – mes	0.2 % – 24h	0.005 % – 24h	0.005 % – 24h

2.2.2 Control jerárquico de microrredes

Un aspecto crítico a tener en cuenta para la integración de las microrredes en el modelo energético actual, es el desarrollo de estrategias de control óptimas que aumenten la fiabilidad del suministro. En la práctica, las microrredes presentan diferentes lazos de control distribuidos en distintos niveles de jerarquía para resolver los disintos problemas de optimización. Actualmente no existe un enfoque común de los autores para distribuir estos niveles de control. Sin embargo, algunos autores como [72, 50, 51] dividen el control

en cuatro niveles que van del nivel cero al nivel tres, donde las atribuciones de cada nivel son:

- Nivel 0: en este nivel se integran los bucles del control interno de cada equipo. El objetivo principal de este nivel de control es la gestión de potencia de salida de las DERs.
- Nivel 1 (primario): el objetivo principal de este nivel de control es ajustar la amplitud y frecuencia de las referencias de voltaje que se mandan al nivel cero y reducir las corrientes circulantes.
- Nivel 2 (secundario): el objetivo de este nivel es supervisar el sistema para, en el caso de desviación de la amplitud o frecuencia del voltaje, regular estos valores intentando que la desviación sea cero después de cada cambio de carga y/o generación. En el caso de microrredes conectadas a la red es el encargado de sincronizar la conexión/desconexión de la microrred con la red eléctrica.
- Nivel 3 (terciario): en este nivel se sitúa el lazo de control encargado de controlar el flujo de energía entre la microrred y la red eléctrica.

Otros autores como por ejemplo [71, 4, 26] lo dividen en tres niveles. No obstante, la visión de estos niveles puede diferir entre los distintos autores. En el caso de [71] se plantea la siguiente descripción:

- El nivel primario es el responsable del control interno de los equipos, del control dedicado a la estabilidad del sistema y de restaurar los valores eléctricos de amplitud y frecuencia del voltaje cuando sea necesario.
- El nivel secundario en este caso se encarga de la gestión energética de la microrred.
- El nivel terciario se ocupa de coordinar el funcionamiento de varias microrredes entre si y con la red eléctrica general.

En el trabajo presentado en [4], la visión del nivel primario no incluye el lazo encargado de compensar los valores de amplitud y frecuencia del voltaje, los cuales son incluidos en el nivel secundario, dejando el nivel terciario para el control de los flujos de potencia en ambos modos de funcionamiento (modo aislado o conectado a la red).

Independientemente de la distribución de niveles de control que realiza cada autor, los desafíos a los que se deben enfrentar los sistemas de control son comunes; en las referencias [71, 16] se enumeran los retos desde la perspectiva del control a los que se debe hacer frente:

- Flujos de energía bidireccionales: la inclusión de ESSs y del prosumidor como un nuevo agente del mercado energético conlleva que los flujos de energía puedan fluir en dos direcciones: tanto a nivel interno en la propia microrred como a nivel externo con la red de distribución.
- Problemas de estabilidad: debido por ejemplo a transiciones entre el modo aislado y el modo conectado a la red.
- Modelo de la red: el modelo actual puede dejar de ser válido debido al desequilibrio introducido por las DERs.

- **Baja inercia:** las características dinámicas de la mayoría de las RESs son diferentes de los generadores síncronos tradicionales. Las desviaciones de frecuencia y voltaje en el caso de muchas RESs deben ser resueltas mediante sistemas electrónicos que deben integrar un sistema de control adecuado.
- **Incertidumbre:** el desajuste entre la oferta y la demanda puede estar muy sujeto a las condiciones ambientales.

En [16] se plantea una jerarquía de control en las microrredes dividida en tres niveles similar a [71], incluyendo en el nivel 3 la planificación y programación del uso de la microrred en función de criterios previamente definidos y normalmente con connotaciones económicas. Esta jerarquía será tomada como referencia en esta tesis y se ilustra en la figura 2.2. A continuación se describen cada uno de los niveles que la conforman.

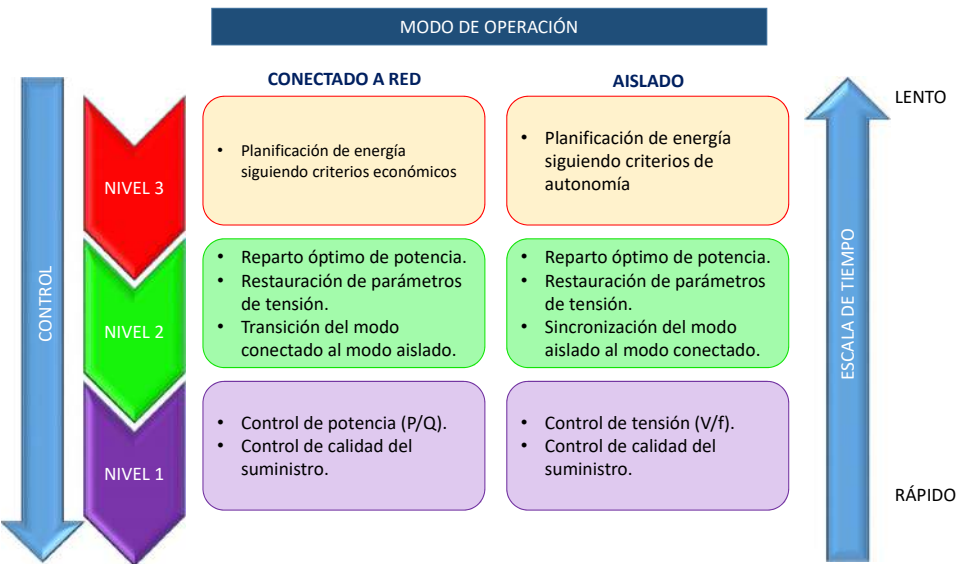


Figura 2.2 Jerarquía de Control de referencia, ver [13].

2.2.2.1 Nivel 1

Las redes de distribución eléctrica convencionales están formadas en su mayoría por generadores síncronos que se pueden considerar conectados a una red de potencia infinita que impone los valores de tensión y frecuencia [36], y donde la diferencia instantánea admitida entre la oferta y la demanda puede ser elevada en comparación con sistemas de energía mas pequeños sin que esto afecte a la calidad de la energía suministrada. Esto

no ocurre en el caso de las microrredes donde no todas las DER utilizan generadores síncronos y donde además cuando funcionan en modo aislado no se pueden considerar conectados a una red de potencia infinita.

El objetivo de control en este nivel es compensar desajustes instantáneos provocados por las diferencias entre la oferta y la demanda. Debido a que las microrredes poseen un número reducido de cargas y mayor variabilidad en la generación de energía, no tienen capacidad de absorber estas diferencias sin que ello afecte a la calidad de la energía.

En este nivel se lleva a cabo el control interno de las DERs que depende de la fuente de energía utilizada. Así por ejemplo, en los trabajos de [30, 55] se realizan comparativas de los distintos tipos de control interno realizados en generadores eólicos. Y en [87, 17] se presentan diferentes esquemas de control para el caso de sistemas de generación fotovoltaica.

Para conseguir una conexión funcional de las DER y los ESSs con la microrred es necesario utilizar inversores en el caso de microrredes de Corriente Alterna (CA), que podrían clasificarse en dos tipos básicos:

- Voltage Inverter Source (VSI).
- Current Source Inverter (CSI).

En el caso de microrredes Corriente Continua (CC) se utiliza el Convertidor de Potencia de Corriente Continua (CC/CC).

Otra funcionalidad de este nivel es ajustar la amplitud y frecuencia de la referencia de voltaje que se manda a la capa inferior de control interno de las DER. Frecuentemente se integra en los VSI utilizando por ejemplo el método de control de caída (droop control). La bibliografía al respecto es extensa, siendo [66, 90] ejemplos que utilizan el control de caída en una microrred.

2.2.2.2 Nivel 2

La función principal de este nivel es garantizar que la distribución de potencia siga la programación definida por el nivel de control superior. En el caso de no existir el nivel superior, este nivel debe ser capaz de llevar a cabo por sí mismo el balance energético de la microrred de forma eficaz garantizando un suministro estable y optimizando, si es posible, los recursos de generación y almacenamiento.

A pesar de que el nivel inferior ajusta la referencia de amplitud y frecuencia del voltaje que debe seguir el control interno de cada DER, se pueden producir desviaciones debido a la variabilidad de la demanda y la generación. Este nivel es el encargado de restaurar la amplitud y frecuencia del voltaje a los valores deseados después de cada cambio de carga y/o generación de forma que cualquier desviación se regule hacia cero. En la práctica se suele admitir una desviación previamente establecida.

En el caso de microrredes conectadas a la red de distribución general la desviación permitida de estos parámetros se determina en función de las exigencias regulatorias. En [63] se presenta una estrategia de control que tiene como objetivo principal mantener la frecuencia de una microrred aislada en 50 Hz cuando se producen variaciones en la carga.

En el caso de microrredes con conexión a la red de distribución este nivel se encarga además de sincronizar la microrred con la red principal.

2.2.2.3 Nivel 3

En este nivel se lleva a cabo la planificación y programación del intercambio de energía con la red externa y entre los distintos equipos de la microrred. Esta tarea se realiza en función de pronósticos y/o costes operativos como el precio de la energía. Por tanto en este nivel se efectúa la optimización de los recursos de la red a partir de una serie de criterios previamente definidos y normalmente con connotaciones económicas. Por ello, puede considerarse el nivel económico de la microrred.

En la bibliografía se encuentran muchos trabajos que abordan estrategias de gestión de energía desde la perspectiva de este nivel. En [93] por ejemplo se adoptan criterios que minimizan las causas que generan la degradación de los distintos ESSs en una planta experimental. Algunos autores proponen enfocar el problema mediante la programación conjunta de la demanda y la generación de manera que se minimice el costo de generación y el costo de incomodidad de los prosumidores, (ver [85]).

2.2.3 Sistemas de gestión de energía

El EMS incluye los niveles 2 y 3, ver figura 2.2. El objetivo principal del EMS es satisfacer la demanda energética de los consumidores de manera estable. Además, debe proporcionar herramientas que permitan la optimización de los recursos equilibrando la generación y la demanda, utilizando los medios disponibles como por ejemplo los ESS. Para llevar a cabo esta optimización es posible tener en cuenta además criterios económicos u operativos que saquen el máximo rendimiento del sistema.

Se pueden encontrar en la bibliografía numerosos trabajos sobre EMS, en [44] se presenta un procedimiento para realizar un cronograma económico óptimo de una red de microrredes interconectadas. En [15] se analiza el efecto de considerar la predicción de perturbaciones en el desarrollo de un EMS. Muestra cómo la integración de buenas predicciones puede mejorar el coste operativo del sistema de energía. Los resultados se probaron en una microrred experimental.

La gestión de la energía debe realizar el reparto óptimo de la energía intercambiada entre los generadores, la demanda y los ESS. En el caso de estar conectada con otras microrredes y/o con la red de distribución debe ser capaz de gestionar la cantidad de energía que se intercambia con estos sistemas externos. En el trabajo presentado en [47] se muestra el problema del despacho económico en un escenario en el que participan, además de los propios recursos internos de la microrred, agentes externos como vehículos eléctricos y otras microrredes.

En la figura 2.3 se representa el esquema de un EMS estándar, incluyendo los dos posibles niveles de control por los que puede estar formado. Hay varios métodos utilizados en el diseño de EMS de forma general se pueden dividir en dos familias principales de métodos:

- Heurísticos.
- Basados en optimización.

En esta tesis se pone mayor énfasis en el repaso bibliográfico de los métodos basados en optimización, específicamente en el MPC. El trabajo realizado se centra en el FTC de un sistema encargado de gestionar la energía en las microrredes.

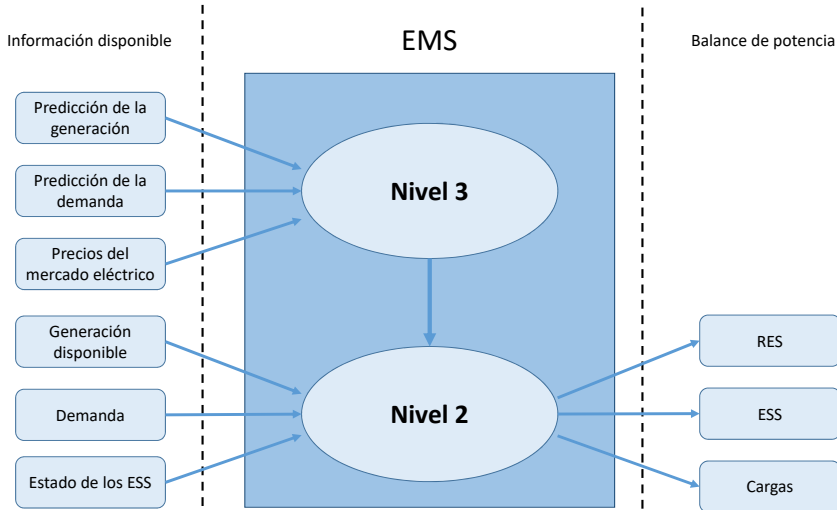


Figura 2.3 Esquema de un EMS tipo formado por dos niveles de control.

2.2.3.1 Método heurístico

Este tipo de métodos suelen ser empleados en pequeños sistemas de energía como vehículos eléctricos o pequeñas microrredes. Normalmente la esencia de estos métodos es su simplicidad. En esta sección se enuncian brevemente algunos de estos métodos a la vez que se proporcionan algunas referencias bibliográficas.

Dentro de los métodos heurísticos está muy extendido el uso de técnicas que utilizan bandas de histéresis, así por ejemplo en el trabajo propuesto en [94] se realiza un repaso bibliográfico de técnicas con este enfoque. El trabajo presentado en [92] muestra un algoritmo heurístico para la gestión energética de una pequeña microrred aislada.

Otro planteamiento muy usado en este tipo de métodos es la utilización de lógica borrosa. En el trabajo presentado en [98] se desarrolla un EMS basado en un controlador de lógica borrosa que incorpora conocimientos de expertos, los cuales simplifican la gestión de la microrred en situaciones donde las reglas heurísticas con lógica condicional son difíciles de manejar al trabajar con datos imprecisos e incompletos.

2.2.3.2 Métodos basados en la optimización

Al inicio de la sección 2.2.3 se comentaba que el objetivo principal del EMS es garantizar el suministro energético de las cargas. Asimismo, debe proporcionar herramientas que permitan aplicar determinados criterios de manera óptima. Estos métodos permiten incluir restricciones mientras se calculan las señales óptimas que serán aplicadas en cada tiempo

de muestreo mediante una función de coste que debe ser minimizada. A continuación se mencionan algunos de estos métodos, (ver [16]).

El trabajo propuesto en [54] utiliza programación lineal, Linear Programming (LP) en inglés, en el nivel 3 de control para optimizar los beneficios económicos en microrredes conectadas a la red de distribución. Asimismo en [88] se afronta un problema similar usando programación cuadrática, Quadratic Programming (QP) en inglés. El tiempo que estos métodos invierten para resolver el problema de optimización puede llegar a ser muy corto. El trabajo presentado en [67] propone transformar un problema de programación cuadrática entera mixta, Mixed Integer Quadratic Programming (MIQP) en inglés, en un QP de modo que se facilite la resolución del problema.

Otros autores plantean la optimización mediante técnicas de programación estocástica, Stochastic Programming (SP) en inglés. Así por ejemplo en [95] se presenta una comparación del desempeño de tres enfoques de control predictivo basado en Modelo Estocástico, Stochastic Model Predictive Control (SMPC) en inglés. Otra rama basada en métodos metaheurísticos intenta resolver los problemas motivados por no linealidades, restricciones o modelos dinámicos de manera eficiente y con tiempos de cálculo aceptables.

Todos los métodos basados en la optimización mencionados anteriormente pueden ser incorporados en un enfoque basado en MPC. La bibliografía en este sentido es extensa, así por ejemplo en [46] se valida un MPC en un escenario en el que se minimizan las situaciones que pueden degradar los equipos. En [14] se presenta el diseño de un MPC para casos que incluyen HESS. En el caso de [25] se propone un esquema dividido en dos niveles, ambos basados en MPC, el primero de ellos basado en un modelo simplificado del sistema opera a largo plazo (tiempo de muestreo de 15 minutos). El segundo está basado en un SMPC y opera con un tiempo de muestreo menor (1 minuto). En el trabajo presentado en [53] se muestra un estudio comparativo de métodos de predicción de carga para mejorar el desempeño de un MPC aplicado en el EMS de una microrred. En [102] se propone una planificación y despacho óptimo de energía teniendo en cuenta la gestión de riesgos. Presenta un esquema de control basado en MPC dividido en dos niveles de control. El nivel superior realiza la planificación del reparto de energía teniendo en cuenta riesgos potenciales que pueden producirse, mientras que el nivel inferior se encarga de garantizar la distribución de potencia determinada por el nivel superior.

2.3 Control tolerante a fallos

El avance del control de procesos en la industria ha hecho que sea posible obtener productos de alta calidad a la vez que se minimizan costes. Sin embargo, debido a los lazos de control los fallos se pueden amplificar u ocultar pudiendo provocar averías irreparables. Por esta razón es necesario desarrollar estrategias de control que sean capaces de mantener la estabilidad del sistema con un rendimiento aceptable incluso ante la ocurrencia de fallos.

El término de Control Tolerante a Fallos (FTC por sus siglas en inglés), hace referencia a la estrategia de control que se aplica en un sistema para que incluso en presencia de fallos continúe funcionando el mayor tiempo posible y siempre manteniendo unos niveles de eficiencia y seguridad aceptables [31]. Cuando esto no sea posible se debe parar el funcionamiento del sistema.

El FTC se puede clasificar en dos tipos [31, 79]:

- **Técnicas pasivas:** aprovechan la capacidad que tienen los sistemas realimentados de hacer frente a perturbaciones y cambios en la dinámica para mitigar el efecto de un fallo. En este marco destaca el control robusto, el cual consigue un compromiso de optimización del sistema entre el funcionamiento en condiciones nominales y en condiciones de fallo. Precisamente de esta característica nace una desventaja ya que en condiciones nominales de funcionamiento el sistema funciona de manera subóptima. Además, los controladores robustos sólo se pueden aplicar para una clase reducida de cambios en la dinámica del sistema causados por los fallos [79].
- **Técnicas activas:** cuando la magnitud del fallo es importante o no ha sido considerado en el diseño del controlador, las técnicas pasivas no son útiles. Las técnicas activas se ayudan de un diagnosticador de fallos que recopila información del fallo acaecido para que se puedan realizar los ajustes necesarios en la estrategia de control de forma que se consiga optimizar el funcionamiento del sistema tras la ocurrencia del fallo. En función de la gravedad del fallo podría ser necesario incluso realizar una parada del sistema. En [31] se realiza una amplia revisión de las técnicas de diagnóstico fundamentales que son utilizadas en la actualidad y en [78] de los principales mecanismos de tolerancia a fallos.

Antes de iniciar la revisión de los antecedentes científicos, se realizará una breve descripción de algunos conceptos fundamentales relacionados con el FTC.

2.3.1 Conceptos básicos sobre control tolerante a fallos

La definición de los siguientes conceptos se realiza tomando como referencia las definiciones dadas por [97] y [79]:

- **Fallo (fault):** desviación no permitida de al menos una propiedad característica o parámetro del sistema que lo aparta de su condición aceptable, habitual o estándar.
- **Avería (failure):** interrupción permanente de la capacidad de un sistema para mantener una función requerida bajo condiciones de operación específica.
- **Detección del fallo:** determinación de la presencia de fallos así como del instante de su aparición.
- **Aislamiento del fallo:** determinación de la localización exacta del fallo.
- **Identificación o estimación del fallo:** determinación de la naturaleza, tamaño y tiempo de ocurrencia.
- **Diagnóstico del fallo:** engloba las etapas de detección, aislamiento e identificación del fallo.
- **Modos de fallo:** descripción matemática de los tipos de fallos que puede presentar un componente del sistema.
- **Efecto del fallo:** descripción de la propagación del fallo en el sistema.
- **Sistema de protección:** equipos diseñados para evitar daños materiales o personales debidos a un fallo.

- Tolerancia a fallos: capacidad de mantener los objetivos de control a pesar de la aparición de un fallo. Se acepta una degradación relativa en las prestaciones del sistema.
- Supervisor: entidad que realiza la supervisión de un proceso mediante el diagnóstico de fallos y la determinación de las acciones correctoras que deberán tomarse en presencia de fallos.
- Redundancia física: exceso de instrumentos para lograr una determinada función.
- Redundancia analítica: exceso de medios para determinar una variable donde al menos un medio utiliza un modelo matemático.
- Residuo: magnitud que describe el grado de consistencia entre el comportamiento real y el modelado. Contiene información del fallo.
- Umbral: valor a partir del cual se considera la existencia de un fallo.
- Mitigar un fallo: acción de atenuar o suavizar la ocurrencia de un fallo.
- Mecanismo de tolerancia a fallos: instrumento con el que se lleva a cabo la acción correctora o mitigación del fallo.
- Acomodación al fallo: mecanismo de tolerancia a fallos que adapta los parámetros del controlador o de su estructura para evitar los efectos de un fallo. Se alcanzan los objetivos de control aunque de forma degradada.
- Reconfiguración frente al fallo: mecanismo de tolerancia a fallos que cambia las entradas y/o salidas del controlador mediante un cambio de su estructura y sus parámetros. Se alcanzan los objetivos de control aunque de forma degradada.
- Robustez en la detección de fallos: capacidad del sistema de diagnóstico de fallos de ser insensible a los errores de modelado, incertidumbres, perturbaciones y ruidos, siendo a su vez sensible a los fallos.
- Robustez activa: pretende alcanzar la robustez en la generación del residuo.
- Robustez pasiva: pretende alcanzar la robustez en la toma de decisiones.
- Índice de bondad: es el intervalo entre el instante que sucede el fallo y el instante en el que es detectado.

2.3.2 Clasificación de los fallos

Atendiendo a las referencias [27, 97], la clasificación de los fallos puede realizarse en base a los siguientes criterios:

- En función de la magnitud del fallo:
 - Desviación aceptable: desviación de alguna propiedad característica o parámetro que no sobrepasa el umbral que limita la existencia de un fallo. No se considera un fallo. Este umbral puede variar en función del escenario.
 - Fallo: desviación de alguna propiedad característica o parámetro que sobrepasa el umbral que limita la existencia de un fallo.
 - Avería: interrupción permanente que requiere la parada del sistema.
- En función de la localización:

- Externo: las interacciones entre el sistema y el entorno no son compatibles para alcanzar los objetivos. Por ejemplo avería en la red de distribución que limita la intensidad que llega a la microrred.
- Interno: cuando existe un fallo en un sensor o actuador del propio sistema. Por ejemplo el fallo de un convertidor de la planta.
- En función del tiempo de aparición:
 - Abrupto o brusco: aparece de forma espontánea.
 - Evolutivo: aparece de manera progresiva, por ejemplo debido a la degradación del sistema.
 - Intermitente: se puede modelar como pulsos. Son los más difíciles de diagnosticar.
- En función de cómo afectan al sistema:
 - Aditivos: cuando los cambios en la salida solo dependen de la magnitud del fallo y no de las entradas del sistema.
 - Multiplicativos: cuando los cambios en la salida dependen tanto del fallo como de las entradas.

Existen fallos que no son ni puramente aditivos ni multiplicativos.

2.3.3 Introducción a la tolerancia a fallos

Desde la perspectiva de la Ingeniería de Sistemas y Automática, el fin tradicional del control es diseñar una ley de control que teniendo en cuenta restricciones y objetivos pueda establecer el comportamiento dinámico del sistema. Sin embargo, en la práctica los modelos matemáticos del sistema no reproducen con total exactitud el comportamiento del sistema debido a ruidos en las medidas, incertidumbres, etc. Existen técnicas de control muy conocidas que intentan paliar los efectos de estas incertidumbres como por ejemplo el control robusto y el control adaptativo.

De forma adicional, los sistemas también son susceptibles a la ocurrencia de fallos. Por este motivo nace la necesidad de desarrollar estrategias de control capaces de tomar decisiones para mantener los objetivos de control incluso en presencia de fallos, admitiendo la degradación parcial de sus prestaciones pero manteniendo unos niveles de eficiencia y seguridad aceptables. En caso de ser necesario podrían detener la operación del sistema cuando no sea posible mantener unos niveles aceptables (ver figura 2.4).

Algunos autores como [79, 7] formulan las etapas de diseño de un FTC mediante técnicas activas como sigue:

- **Análisis del sistema:** antes de desarrollar una estrategia de FTC es necesario realizar un análisis del sistema tanto a nivel de componentes como a nivel estructural. De este modo se puede obtener el grado de propagación y el daño que pueden ocasionar los fallos.
 En [5] se propone estudiar el efecto producido en la propagación de un fallo mediante un análisis de propagación de fallos, Fault Propagation Analysis (FPA) en inglés. Existe una extensa bibliografía sobre este tipo de análisis aplicados a muchos campos. En [19] por ejemplo se realiza un repaso de varias técnicas desde el punto de vista

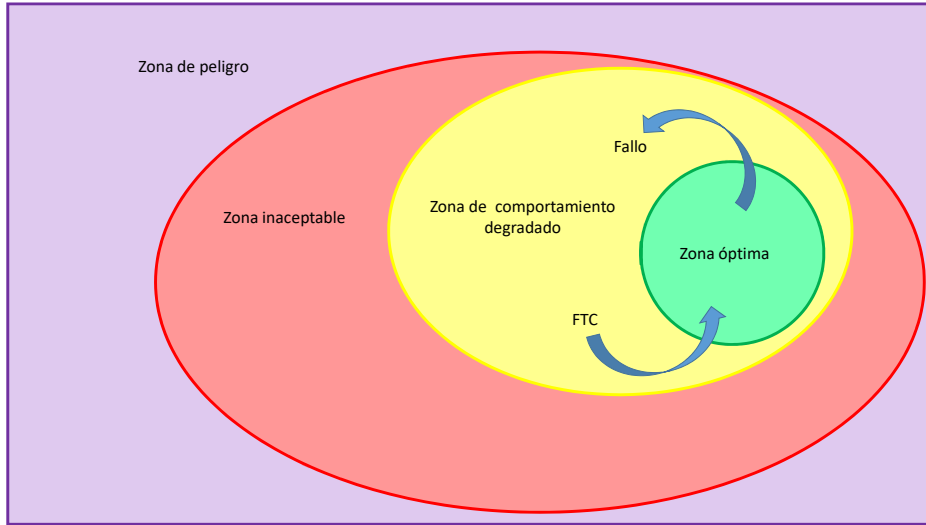


Figura 2.4 Esquema de las zonas de comportamiento en función del fallo [8].

del análisis de riesgos desarrollado a raíz de la técnica de modos de fallos y análisis de efecto, Failure Mode and Effect Analysis (FMEA) en inglés.

- Diseño del sistema de diagnóstico: una vez realizado el análisis estructural y conocidas por tanto las medidas disponibles en el sistema, es necesario concretar que fallos se desean diagnosticar y si es posible detectarlos de algún modo.
- Diseño de los mecanismos de tolerancia: para que exista un FTC, es necesario que existan mecanismos de tolerancia que sean capaces de mitigar el efecto de los fallos. Estos mecanismos pueden conseguirse a través de la redundancia física o analítica o mediante estrategias que adaptan la ley de control una vez diagnosticado el fallo.
- Diseño del supervisor: es el encargado de determinar los mecanismos de tolerancia que se llevan a cabo en función de la información aportada por el sistema de diagnóstico. Además debe realizar funciones de monitorización.
- Aplicación y test: una vez implementada la estrategia de FTC se valida.

El FTC es un campo que ha atraído la atención de muchos investigadores. En [104] por ejemplo se realiza una revisión bibliográfica de los sistemas de FTC activos. El FTC ha sido muy desarrollado en el funcionamiento de industrias petroquímicas, aviónica, centrales nucleares, etc. Normalmente en estos sistemas se aplica redundancia hardware a pesar del elevado coste financiero que ello supone. Como expone [69], en otros procesos es poco común encontrar la redundancia hardware debido al coste económico que esto implica.

El concepto de microrredes expuesto en la sección 2.2 muestra la existencia de varios ESSs y de DER, por lo que se podría considerar cierta redundancia hardware. Aunque el diseño de esta topología "redundante" no nace con la idea de desarrollar un FTC podría utilizarse esta característica para realizar un FTC de modo que el sistema pueda ser llevado a un orden de funcionamiento óptimo cumpliendo unos mínimos de eficiencia y seguridad incluso ante la ocurrencia de fallos. Este concepto será esencial en el diseño de los mecanismos de tolerancia elegidos.

2.3.4 Diagnóstico de fallos

Una vez tomada la decisión de aplicar un FTC activo en un sistema que ha sido previamente analizado, el primer paso sería buscar un método de diagnóstico de fallos apropiado que pueda funcionar en tiempo real. En esta sección se realiza una breve revisión de algunos de los métodos de diagnóstico que existen en la actualidad, haciendo mas énfasis en los métodos basados en modelos. En [31] se realiza una descripción técnica pormenorizada de estos, además se proporciona un vistazo de métodos que no están estrictamente basados en modelos. El trabajo presentado en [38] expone un gráfico con el desarrollo histórico de los métodos de diagnóstico de fallos.

Existen varias formas de clasificar los métodos de diagnóstico de fallos dependiendo del autor. En los trabajos expuestos en [97, 79] se clasifican en métodos analíticos, basados en señales y basados en el conocimiento. Mientras que en una clasificación anterior propuesta por [48] se clasifican en métodos sin modelo y métodos basados en modelo. En [27, 31] los métodos de diagnóstico de fallos se clasifican en:

- Métodos basados en datos: son técnicas que aprovechan exclusivamente los datos experimentales para determinar fallos. Están indicados para casos en los que se carece de un modelo y es factible obtener una base de datos extensa del sistema.
- Métodos basados en modelos: son técnicas que comparan las medidas disponibles con la información dada por un modelo del sistema libre de fallos. Cuando sucede algún fallo se generan unas señales o residuos que indican su existencia.
- Métodos basados en modelos cualitativos: son técnicas que se basan en la experiencia y conocimiento del sistema. A veces es difícil llegar a un nivel de conocimientos del sistema que permita diseñar un FTC antes de que el sistema esté obsoleto.

La confiabilidad de cada método se puede determinar a partir de los conceptos de sensibilidad, especificidad, falsos negativos y falsos positivos definidos matemáticamente como:

- Sensibilidad: mide la probabilidad de que un verdadero fallo sea detectado.

$$\text{Sensibilidad} = \frac{\text{Verdadero positivo}}{\text{Verdadero positivo} + \text{Falso negativo}} \quad (2.1)$$

- Especificidad: mide la probabilidad de que sin existir fallo se indique que no existe ningún fallo.

$$\text{Especificidad} = \frac{\text{Verdadero negativo}}{\text{Verdadero negativo} + \text{Falso positivo}} \quad (2.2)$$

- Tasa de falsos positivos: mide la probabilidad de que se indique un fallo que no existe.

$$\text{Tasa de falsos positivos} = \frac{\text{Falso positivo}}{\text{Falso positivo} + \text{Verdadero negativo}} \quad (2.3)$$

- Tasa de falsos negativos: mide la probabilidad de que se indique que no existe un fallo que sí existe.

$$\text{Tasa de falsos negativos} = \frac{\text{Falso negativo}}{\text{Falso negativo} + \text{Verdadero positivo}} \quad (2.4)$$

Observando las anteriores ecuaciones es fácil deducir que idealmente para que el diagnóstico de fallos sea robusto, es necesario que para el método elegido las ecuaciones (2.1) y (2.2) se aproximen a uno, mientras que las ecuaciones (2.3) y (2.4) se aproximen a cero. En muchos casos es conveniente recurrir a métodos de detección híbridos para aumentar la robustez del diagnóstico de fallos. Mas allá de la robustez en el diagnóstico, en ocasiones hay métodos que simplemente no son aptos para detectar ciertos tipos de fallos y resulta esencial la hibridación de métodos. En [31] se extienden estos conceptos.

2.3.5 Métodos de diagnóstico de fallos basados en modelos

Hay dos comunidades de investigación que llevan décadas desarrollando técnicas para avanzar en el diagnóstico de fallos basado en modelos. Se denominan comunidad de Diagnóstico (DX) y comunidad FDI, ligadas a la inteligencia artificial, Artificial Intelligence (AI) en inglés, y a la teoría de control respectivamente. Hace unos 15 años comenzaron a colaborar para desarrollar nuevas técnicas que incluyan lo mejor de cada campo [31]. A continuación se realiza un breve acercamiento a ambas comunidades aportando algunas referencias que pueden ser utilizadas de punto de partida para profundizar en los métodos basados en modelos.

2.3.5.1 Diagnóstico (DX): inteligencia artificial

El primer acercamiento de la comunidad AI a los sistemas de diagnóstico de fallos fue a través de los sistemas expertos basados en reglas aplicados al diagnóstico de enfermedades que ayudaban al médico a mejorar sus diagnósticos. En [80], ya en el ámbito de los sistemas industriales, se propone utilizar modelos obtenidos de los principios básicos de la física. Esto permite tener conocimientos profundos del sistema para poder razonar sobre su comportamiento. El trabajo propuesto en [82] realizó una primera caracterización lógica que dio lugar a otras formas de diagnóstico basadas en la coherencia, Coherence-Based Diagnosis (CBD) en inglés. Como se indica en [31], esta teoría estableció las bases para que otros autores pudieran realizar investigaciones sistemáticas en este campo.

En general, la CBD divide el sistema en un conjunto de modelos locales sin fallos que permiten comprobar la coherencia entre estos modelos y las observaciones. Ante la existencia de fallos se producen contradicciones y a partir de estas se realiza la elección de los mejores candidatos. Existen varios enfoques para tratar el diagnóstico de fallos desde el punto de vista de la comunidad de DX. En este documento no se profundiza al respecto.

Un buen punto de partida para profundizar en los distintos enfoques de la comunidad DX se puede encontrar en [31].

2.3.5.2 Detección e Identificación de Fallos (FDI): ingeniería de control

En este enfoque basado en modelos, mediante una relación de redundancia analítica, se compara el proceso real con el modelo en cada período de muestreo dando como resultado los llamados residuos. Cuando se detectan inconsistencias entre ambas señales los residuos generados toman un valor distinto de cero. Hay que tener en cuenta que normalmente los residuos son distintos de cero debido a incertidumbres o errores de modelado, pudiendo dar lugar a falsos positivos. Debido a esto es necesario establecer umbrales para delimitar la zona de fallo.

Cuando se realiza el diseño de una estrategia de diagnóstico de fallos robusta es conveniente tener presente las incertidumbres ocasionadas por el ruido, las perturbaciones y el propio modelo de modo que minimicemos la tasa de falsos positivos y maximicemos la sensibilidad del sistema de diagnóstico de fallos. La robustez de los sistemas de diagnósticos basados en modelos se puede conseguir a través de:

- Robustez activa: se centra en conseguir una generación de residuos sólida, es decir, el modelo matemático utilizado debe tener en cuenta las incertidumbres que puedan ocurrir durante el funcionamiento normal sin fallos del sistema.
- Robustez pasiva: se centra en la evaluación del residuo, para ello se tienen en cuenta los efectos que pueden provocar esas incertidumbres a la hora de definir los umbrales.

En el trabajo presentado en [39] se ofrece un análisis de métodos que aumentan la robustez en la detección de fallos tanto en la generación de residuos como en la etapa de evaluación.

Las relaciones de redundancia analítica pueden ser directas o temporales, en función de las relaciones matemáticas que utilizan. En la redundancia directa se utilizan relaciones algebraicas utilizando las medidas disponibles considerando que en la práctica están relacionados por el modelo y sus relaciones matemáticas. En la relación de redundancia analítica temporal se produce a través de ecuaciones diferenciales.

Una vez se detecta una inconsistencia hay que realizar una evaluación que determine, en la medida de lo posible, cuál es el fallo que ha ocurrido. Si se pueden distinguir todos los posibles fallos entonces el sistema de diagnóstico tiene la propiedad de aislamiento. La comunidad FDI ha desarrollado muchos métodos de generación de residuos, la mayoría basados en modelos lineales del sistema o extensiones de estos. En la figura 2.5 se muestran los principales enfoques de diagnóstico de fallos utilizados por la comunidad FDI.

A continuación se realiza una revisión bibliográfica general de los diferentes métodos enunciados en la figura 2.5.

- Observadores: realizan estimaciones de las variables de un sistema a partir de mediciones en las señales del sistema. Estas estimaciones deben posibilitar la generación de residuos válidos de modo que puedan detectar e identificar de manera única diferentes fallos, aportando robustez frente a incertidumbres.

La idea básica es diseñar un conjunto de observadores, cada uno insensible a un grupo de fallos, de modo que en caso de producirse un fallo los observadores



Figura 2.5 Métodos de diagnóstico de fallos basados en modelos de la comunidad FDI.

insensibles a ese fallo sigan generando residuos cercanos a cero. Sin embargo, el observador o conjunto de observadores sensibles a dicho fallo se desviarán del proceso generando residuos mayores.

Para que el aislamiento del fallo sea posible debe existir un patrón residual diferente para cada fallo. Por tanto, se pueden utilizar observadores para construir residuos estructurados, (ver [28, 40]). Para una lectura detallada del diseño de observadores utilizados para el diagnóstico de fallos se recomienda la lectura de [37, 21]. En [84, 75, 81] se pueden encontrar algunos ejemplos de aplicaciones que utilizan distintos observadores para el diagnóstico de fallos.

- **Espacio de Paridad:** las ecuaciones de paridad son variantes reorganizadas y generalmente transformadas de los modelos de entrada-salida o de espacio de estado de la planta [49]. Fueron introducidas por [99] y se basan esencialmente en comprobar la coherencia (paridad) de los modelos del sistema con las salidas medidas y las entradas conocidas del proceso [96]. En situaciones reales los residuos no son iguales a cero en ausencia de fallos debido a incertidumbres introducidas en forma de ruido, perturbaciones o del propio modelo. El aislamiento de fallos se consigue a través de la reorganización de la estructura del modelo. En [23] se propone un procedimiento para generar ecuaciones de paridad a partir de la representación en el espacio de estados de un sistema dinámico. El trabajo presentado en [49] generaliza los conceptos de aislabilidad.

El método de ecuaciones de paridad es un tema muy utilizado en un gran número de trabajos. Así por ejemplo el trabajo propuesto en [10] aborda un problema de diagnóstico de fallos en un parque eólico a través de ecuaciones de paridad. En [22] se presenta un enfoque de generación residual con ecuaciones de paridad provisto de un esquema de toma de decisiones que utiliza un algoritmo basado en máquinas

de soporte vectorial para procesar los residuos. El estudio propuesto en [70] utiliza las relaciones de paridad para identificar fallos en actuadores para las superficies de control en aeronaves.

- Filtros de Kalman: el objetivo es diseñar un estimador de estado como es el filtro de Kalman que consiga un error mínimo de estimación. Dicho filtro de Kalman se realiza teniendo como base el modelo del sistema en condiciones nominales de funcionamiento sin fallos (ver [3, 99]). En el caso de que el sistema sea no lineal se utiliza un filtro de Kalman extendido. Existen aplicaciones con un modelo múltiple en el que se utiliza un banco de filtros de Kalman para generar residuos desacoplados que permiten aislar los fallos, (ver [3]). El trabajo propuesto en [103] muestra un filtro de Kalman adaptativo para diagnóstico de fallos en actuadores. En [59, 100, 76, 56] se pueden encontrar algunos ejemplos de trabajos que utilizan filtros de Kalman para el diagnóstico de fallos.
- Estimación de parámetros: se basa en la estimación en línea de parámetros físicos del proceso que son comparados con los parámetros del modelo de referencia en ausencia de fallos. A continuación se enumeran los pasos del procedimiento básico descrito en [9]:
 1. Establecer el modelo del proceso.
 2. Determinar las relaciones entre los coeficientes del modelo y los parámetros físicos del proceso.
 3. Estimar los coeficientes del modelo nominal a partir de las medidas de entrada-salida del proceso mediante algún método de identificación.
 4. Calcular los parámetros físicos del proceso nominal.
 5. Determinar los cambios de los parámetros que ocurren por los diferentes casos de fallo.

Para finalizar la sección se presentan los tipos de residuos, pudiendo ser estructurados o dirigidos:

- Residuos dirigidos: consiste en diseñar un vector de residuos de modo que cada fallo tenga una dirección fija en el espacio de residuos. El vector de fallo al que más se aproxime el residuo determina el fallo acaecido. La longitud del vector se utiliza para determinar el tamaño del fallo (ver[57]). En la figura 2.6 se expone de forma gráfica.
- Residuos estructurados: consiste en diseñar patrones de aislamiento del vector residual de manera que cada residuo sea sensible a un determinado grupo de fallos e insensible al resto de fallos. En la práctica suele ser habitual el diseño de los residuos de modo que sean sensibles a todos los fallos menos a uno. En la figura 2.7 se expone forma gráfica.

Los umbrales pueden ser definidos para cada residuo dando lugar a una tabla de decisión booleana. A través de esta tabla se pueden llevar a cabo las tareas de aislamiento del fallo comparando los resultados obtenidos en cada instante con una matriz de firmas de fallo teórica. La matriz de firmas de fallo teórica codifica la relación de dependencia existente entre los fallos y los diferentes residuos. El

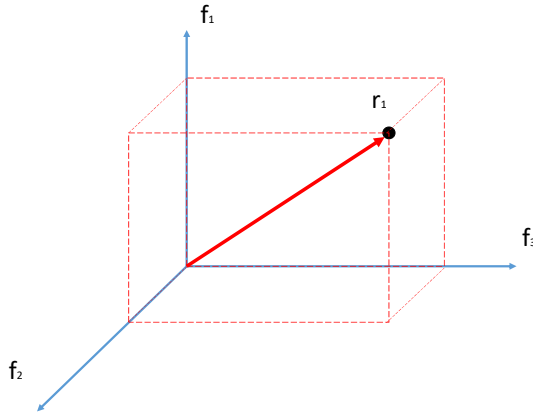


Figura 2.6 Ejemplo de residuo dirigido.

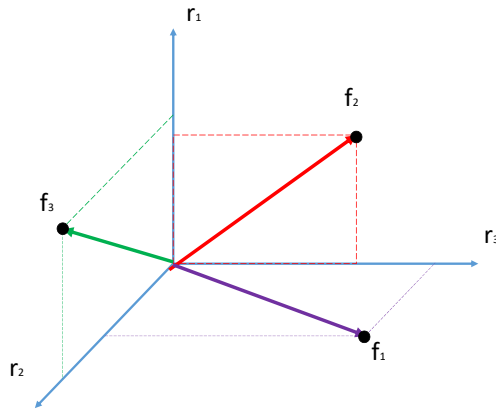


Figura 2.7 Ejemplo de residuo estructurado.

proceso de evaluación consiste en encontrar qué firma de fallo teórica se parece más a los resultados obtenidos a través de los residuos.

2.3.6 Descripción del método FDI usado de base: ecuaciones de paridad

El concepto básico del diagnóstico de fallos basado en modelos consiste en generar una estimación de las salidas a partir del modelo de la planta de forma que pueda ser evaluada

la consistencia del sistema modelado y el sistema real en cada instante de tiempo. Cuando ocurre un fallo, se produce una inconsistencia entre el sistema modelado y el sistema real. Esta inconsistencia es llamada residuo por la comunidad FDI. Matemáticamente, este concepto puede expresarse como:

$$r(t) = y(t) - \hat{y}(t) \quad (2.5)$$

siendo $r(t)$ el residuo, $y(t)$ la salida real del sistema e $\hat{y}(t)$ la salida estimada.

En el método de ecuaciones de paridad la base de la generación residual es la redundancia analítica, expuesto en [23]. El modelo lineal en espacio de estados para un sistema discreto ideal sin perturbaciones, ruidos ni fallos es

$$x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) \quad (2.6)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (2.7)$$

siendo $x(t)$ el vector de estados, $u(t)$ el vector de entradas del proceso e $y(t)$ el vector de salidas del sistema. A, B, C y D son las matrices que representan el comportamiento de la planta en el punto de operación, donde $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $B \in \mathbb{R}^{n \times p}$, $C \in \mathbb{R}^{q \times n}$ y $D \in \mathbb{R}^{q \times p}$, siendo

- n = número de variables de estado
- p = número de entradas
- q = número de salidas

Esta formulación puede simplificarse considerando $D = 0$

$$x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) \quad (2.8)$$

$$y(t) = Cx(t) \quad (2.9)$$

Introduciendo la ecuación (2.8) en (2.9) para $(t+1)$ resulta

$$y(t+1) = CAx(t) + CBu(t) \quad (2.10)$$

Si este proceso se calcula para $(t+2)$ se tiene:

$$y(t+2) = CA^2x(t) + CABu(t) + CBu(t+1), \quad (2.11)$$

de forma general para $(t+n_1)$ es

$$y(t+n_1) = C(A^{n_1}x(t) + \sum_{i=0}^{n_1-1} (A^{n_1-1-i}Bu(t+i))) \quad (2.12)$$

De esta forma se obtiene la salida estimada para una ventana de tiempo $(t+n_1)$, siendo $n_1 \leq n$. Se puede expresar en su forma compacta como

$$Y(t+n_1) = Ox(t) + T_u U(t+n_1) \quad (2.13)$$

y para un número de muestras desplazados en el tiempo hacia atrás por n_1

$$Y(t) = Ox(t - n_1) + T_u U(t) \quad (2.14)$$

La ecuación (2.14) describe las señales de entrada y salida así como el vector de estado inicial para $(t + n_1)$, generando de este modo una redundancia temporal, donde

$$O = \begin{bmatrix} C \\ CA \\ CA^2 \\ \vdots \\ CA^d \end{bmatrix} \quad T_u = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & 0 \\ CB & 0 & \dots & 0 \\ CAB & CB & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ CA^{d-1}B & CA^{d-2}B & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

y

$$Y(t) = \begin{bmatrix} y(t - n_1) \\ y(t - n_1 + 1) \\ y(t - n_1 + 2) \\ \vdots \\ y(t) \end{bmatrix} \quad U(t) = \begin{bmatrix} u(t - n_1) \\ u(t - n_1 + 1) \\ u(t - n_1 + 2) \\ \vdots \\ u(t) \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

La matriz O es la matriz de observabilidad y la matriz T_u es la matriz de Toeplitz (ver [31]).

Reordenando la ecuación (2.14) se obtiene

$$Y(t) - T_u U(t) = Ox(t - n_1) \quad (2.17)$$

Al primer término de la igualdad se le denomina forma computacional,

$$Y(t) - T_u U(t) \quad (2.18)$$

y al segundo término forma interna.

$$Ox(t - n_1) \quad (2.19)$$

Volviendo a la ecuación (2.5) y siendo la ecuación (2.14) la salida estimada, el residuo se puede calcular ahora como

$$r(t) = Y(t) - [Ox(t - n_1) + T_u U(t)] \quad (2.20)$$

Se observa que el residuo $r(t)$ depende de $x(t)$. Lo ideal sería que no existiera esta dependencia y para ello se multiplica la ecuación (2.20) por un vector w de modo que

$$wO = 0 \quad (2.21)$$

Si la condición dada por la ecuación (2.21) es satisfecha, el residuo se desacopla del estado, dando como resultado la siguiente expresión

$$r(t) = wY(t) - wT_u U(t) \quad (2.22)$$

Para obtener más residuos se aumenta el número de vectores w formando una matriz W ; el vector de residuos sería entonces

$$r(t) = WY(t) - WT_u U(t) \quad (2.23)$$

El orden de W determina el número de ecuaciones de paridad, (ver [57]).

Si se supone la existencia de perturbaciones, ruidos y fallos en el sistema, las ecuaciones que representan el modelo lineal en espacio de estado serían

$$x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) + Ev(t) + Lf(t) \quad (2.24)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) + Hv(t) + Mf(t) \quad (2.25)$$

donde las matrices E , L , H y M se incluyen para modelar el comportamiento del sistema en el punto de operación cuando se considera la existencia de perturbaciones, ruidos y fallos. $f(t)$ es el vector de fallos aditivos y $v(t)$ el vector de perturbaciones y ruidos. Introduciendo (2.24) en (2.25) de forma general para $(t + n_1)$ se obtiene

$$\begin{aligned} y(t + n_1) = & C(A^{n_1}x(t) + \sum_{i=0}^{n_1-1} (A^{n_1-1-i}Bu(t+i)) + \\ & + \sum_{i=0}^{n_1-1} (A^{n_1-1-i}Ev(t+i)) + \sum_{i=0}^{n_1-1} (A^{n_1-1-i}Lf(t+i))) + \\ & + Hv(t + n_1) + Mf(t + n_1) \end{aligned} \quad (2.26)$$

En su forma compacta para un tiempo n_1 desplazado hacia atrás se tiene

$$Y(t) = Ox(t - n_1) + T_u U(t) + T_v V(t) + T_f f(t) \quad (2.27)$$

En este caso la matriz de Toeplitz T_v y T_f para una ventana de tiempo n_1 sería

$$(2.28) \quad T_v = \begin{bmatrix} H & 0 & \dots & 0 \\ CE & H & \dots & 0 \\ CAE & CE & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ CA^{d-1}E & CA^{d-2}E & \dots & H \end{bmatrix} \quad T_f = \begin{bmatrix} M & 0 & \dots & 0 \\ CF & M & \dots & 0 \\ CAF & CF & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ CA^{n_1-1}F & CA^{n_1-2}F & \dots & M \end{bmatrix}$$

donde

$$(2.29) \quad V(t) = \begin{bmatrix} v(t-n_1) \\ v(t-n_1+1) \\ v(t-n_1+2) \\ \vdots \\ v(t) \end{bmatrix} \quad F(t) = \begin{bmatrix} f(t-n_1) \\ f(t-n_1+1) \\ f(t-n_1+2) \\ \vdots \\ f(t) \end{bmatrix}$$

En el caso objeto de estudio, existen perturbaciones medidas representadas por P_{net} , diferencia entre la potencia generada y la demandada (ver ecuación (3.6) en (3)), para cada instante de tiempo. De nuevo, para que el residuo no dependa del estado ha de cumplirse la expresión (2.21); una vez satisfecha, se comprueba que el residuo generado depende de las perturbaciones, ruidos y de los fallos:

$$r(t) = wY(t) - [wT_u U(t) + wT_v V_1(t) + wT_f f(t)] \quad (2.30)$$

Para una matriz W sería entonces:

$$r(t) = WY(t) - [WT_u U(t) + WT_v V_1(t) + WT_f f(t)] \quad (2.31)$$

En el caso ideal los residuos generados deberían ser nulos ante las ausencia de fallos y no nulos en presencia de ellos, de modo que la detección de fallos se podría realizar comprobando si el residuo es nulo o no ([79]). Sin embargo, en la práctica debido a errores de modelado, perturbaciones y ruidos no es fácil diferenciar los fallos y es necesario recurrir al uso de umbrales. Se ha de destacar que el uso de umbrales muy amplios puede enmascarar fallos, por lo que la determinación de su magnitud debe ser analizada. Lo ideal es diseñar sistemas de diagnóstico robustos que eviten en la medida de lo posible la interferencias debidas a los ruidos, perturbaciones o errores de modelado. En secciones posteriores se realiza la descripción de las medidas tomadas para lograr un diagnóstico de fallos robusto en este tipo de sistemas.

Una parte muy importante en el diagnóstico de fallos es el aislamiento de estos, es decir, una vez detectado hay que determinar dónde ha ocurrido el fallo. Esto se puede conseguir mediante un enfoque conocido como generación de *residuos estructurados*,

(ver [57]). El objetivo de este enfoque es conseguir codificar la influencia de cada fallo en los residuos; para ello se suele emplear una matriz de firma de fallos teórica que contiene esta codificación. Para realizar el aislamiento del fallo se compara la firma de fallos experimental con la teórica; si la experimental no coincide con ninguna de las firmas de fallos teóricas recogidas en la matriz se busca cuál es la que más se aproxima, usando por ejemplo la distancia de Hamming ([79]).

2.3.7 Mecanismos de tolerancia a fallos

El diseño de mecanismos de tolerancia a fallos constituye el tercer paso para diseñar un FTC. Se ha de tener en cuenta que el fallo acaecido condiciona el tipo de mecanismo de tolerancia al fallo que puede usarse para intentar mitigar las consecuencias del fallo. También depende del sistema en el cual se produce el fallo, por ejemplo en un sistema que dispone de redundancia física de sensores el mecanismo de tolerancia utilizado podría consistir en realizar la lectura desde el sensor que se encuentre operativo y en buen estado. Lo normal es que los sistemas carezcan de redundancia de sensores y sobre todo de actuadores. En el caso de los sensores, la ausencia de redundancia física se puede suplir mediante la redundancia virtual. Esta redundancia virtual consiste en obtener las medidas del sensor en fallo indirectamente a partir de las medidas de otros sensores del sistema.

Los mecanismos de tolerancia utilizados para fallos en los actuadores o en el propio sistema cuando no existe redundancia física se pueden dividir en dos tipos según [78, 8]:

- Acomodación del fallo: cambia la ley de control.
- Reconfiguración del fallo: cambia la estructura de control.

El tipo de control utilizado condiciona fuertemente la incorporación de mecanismos de tolerancia [77]. En este aspecto el MPC es una estrategia que permite fácilmente añadir mecanismos de tolerancia a fallos de un modo intuitivo [61].

Cuando el fallo de un componente o subsistema es parcial se puede realizar una acomodación en la ley de control para mitigar el efecto del fallo. Por el contrario, en el caso de un fallo total se realiza una reconfiguración de la ley de control y de los elementos del sistema que conforman el lazo de control. Para que una estrategia de FTC tenga capacidad de implantar un mecanismo de tolerancia mediante una acomodación al fallo es necesario que el diagnóstico de fallos proporcione una estimación de la magnitud del fallo.

Los parámetros de adaptación del controlador al nuevo escenario pueden ser calculados de modo online, o bien de modo offline.

2.3.8 Método de supervisión

Desde la perspectiva del FTC expuesta por [6] un sistema tolerante a fallos se divide en tres niveles y en su arquitectura debe incluir una etapa de supervisión automática configurada por un supervisor operativo:

- Nivel 1: incluye el lazo de control tradicional.
- Nivel 2: incluye el FDI y los mecanismos de tolerancia a fallos.
- Nivel 3: incluye el llamado nivel de supervisión.

El nivel de supervisión tienen la finalidad de activar los mecanismos de tolerancia diseñados y monitorizar el estado del sistema controlado. En el diseño hay que tener en cuenta que el supervisor trabaja con eventos discretos, mientras que la planta experimental trabaja en tiempo continuo.

2.3.9 Tolerancia a fallos en microrredes

Desde el punto de vista del control jerárquico de microrredes propuesto en la sección 2.2.2, existe una extensa bibliografía que aborda la tolerancia a fallos en el primer nivel de control. En [91] por ejemplo se realiza una clasificación de los mecanismos de tolerancia a fallos aplicado a los convertidores que teniendo en cuenta la topología y la forma en que actúan, se pueden dividir en dos familias: por un lado los convertidores redundantes caracterizados, como su nombre indica, por tener unidades de respaldo que en condiciones normales de funcionamiento no deben activarse; por otro lado los convertidores no redundantes. Un ejemplo de inversor no redundante puede encontrarse en [2] donde los autores abordan la tolerancia a fallos del inversor encargado de establecer la condición de amplitud y frecuencia en una microrred de CA aplicando una topología de tres VSI unipolares en puente H conectados en triángulo. En caso de fallo, la topología presentada permite el funcionamiento del convertidor operando a una potencia de salida limitada al 58 % de la nominal.

En [26] se aplica un control de caída primario robusto en una microrred con cuatro inversores comunicados vía internet que asegura el funcionamiento confiable de los mismos incluso cuando se produce un fallo de comunicación.

Sin embargo, existen pocos trabajos que estudien el FTC en microrredes desde el punto de vista del EMS. Un ejemplo se puede ver en [60], donde se presenta una gestión de energía tolerante a fallos en el que se realiza la cuantificación del nivel de fallos a través de un observador de estimación de fallos LPV de estado extendido que trabaja con un MPC. Los resultados se evalúan mediante una simulación realista de la industria brasileña de caña de azúcar. El autor de la tesis ha colaborado en varios trabajos que estudian directamente el FTC desde esta perspectiva (ver [20, 65, 41, 64]).

2.4 Estrategia de gestión de energía basada en MPC

Antes de comenzar con el diseño del control predictivo tolerante a fallos, Fault Tolerant Predictive Control (FTPC) en inglés, se ha definido cómo se lleva a cabo la tarea de gestión de energía y cuáles son los objetivos del EMS, (ver sección 2.2.3). De este modo se tiene una mejor visión de cara al diseño de los mecanismos de tolerancia que se usan.

Desde el punto de vista del FTPC habría que tener en cuenta la posibilidad de optimizar los recursos aún cuando se produzcan cambios en las características iniciales de la planta como consecuencia de un fallo. Así por ejemplo en [45] se presenta un algoritmo diseñado para lograr minimizar las pérdidas económicas en condiciones de fallo mediante el establecimiento de un mercado local entre varias microrredes conectadas entre sí, actuando sobre las restricciones del sistema.

El problema de la gestión de energía se podría abordar a través de algoritmos heurísticos más simples y fáciles de implementar. Sin embargo, cuando se requiere una optimización

de los recursos es complicado conseguirlo mediante este tipo de gestión heurística. En este aspecto el MPC proporciona una solución eficiente al problema de optimización, en [16] se detallan las características que hacen del MPC un candidato óptimo para el control de microrredes.

El MPC permite calcular en cada tiempo de muestreo las señales de control necesarias para lograr un empleo óptimo de los recursos de la microrred, teniendo en cuenta las restricciones operativas del sistema, incorporando mecanismos de realimentación y previsiones de generación y demanda en muchos casos.

Este documento no tiene como finalidad presentar las bondades del control predictivo, animando a los lectores a la lectura de [33], y más concretamente en el ámbito de las microrredes, la lectura de [16].

Los objetivos de control generales aplicados en este estudio se presentan a continuación:

1. Posibilitar la aplicación de las restricciones operativas para proteger los equipos que conforman el sistema en caso de fallo.
 - a) Limitaciones obligatorias: restricciones que en ningún caso pueden ser excedidas, (ver expresión (3.17) en el capítulo 3).
 - b) Limitaciones recomendadas: restricciones que aún pudiendo ser excedidas, se recomienda no hacerlo, (ver expresión (3.18) en el capítulo 3).
2. Optimizar los recursos disponibles minimizando el intercambio de energía entre los equipos.
3. Minimizar cambios en la tensión del bus
4. Minimizar el uso de los equipos menos eficientes energéticamente.
5. Suavizar el seguimiento de referencias que permita obtener flexibilidad operativa de los equipos deseados.
6. En el caso de microrredes conectadas a la red de distribución, minimización del uso de la red.

La determinación de los pesos de la función objetivo a minimizar dependerá de la estrategia de gestión de energía particular que se desee seguir. Por ejemplo, en algunos casos puede ser deseable conseguir la máxima autonomía, mientras que en otros casos puede ser deseable maximizar el uso de la red en el caso de venta de energía y minimizarlo en otro caso.

El óptimo de Pareto de este problema multiobjetivo se resuelve mediante la satisfacción de la función objetivo estándar J que incluye: (i) los términos del error entre los estados predichos $x(t)$ y el vector de referencias x_{ref} , (ii) el esfuerzo de control Δu y, (iii) la variable de control u ponderados por las matrices δ , λ y α respectivamente, siendo la función objetivo a considerar:

$$J(x(t), u(t)) = (x(t) - x_{ref}(t))^T \delta (x(t) - x_{ref}(t)) + \Delta u^T(t) \lambda \Delta u(t) + u^T(t) \alpha u(t) \quad (2.32)$$

El problema de optimización resuelto en cada instante de tiempo t se formula como

$$\min_{\{u(t), \dots, u(t+N-1)\}} \sum_{i=0}^{N-1} J(x(t+i), u(t+i)) \quad (2.33)$$

sujeto a

$$\begin{aligned} x(t+1) &= Ax(t) + Bu(t) + Ev(t), \quad \forall t \in \mathbb{Z}_0^{N-1}, \\ x(0) &= x(t), \\ x(t+1) &\in \mathcal{X}, \quad \forall t \in \mathbb{Z}_0^{N-1}, \\ u(t) &\in \mathcal{U}, \quad \forall t \in \mathbb{Z}_0^{N-1}, \\ v(t) &\in \mathcal{V}, \quad \forall t \in \mathbb{Z}_0^{N-1} \end{aligned} \quad (2.34)$$

En la ecuación (2.32) el primer término del sumatorio se relaciona con la flexibilidad operativa de los equipos.

Parte II

Fase de desarrollo y contribuciones

3 Descripción y análisis de fallos del sistema de energía experimental

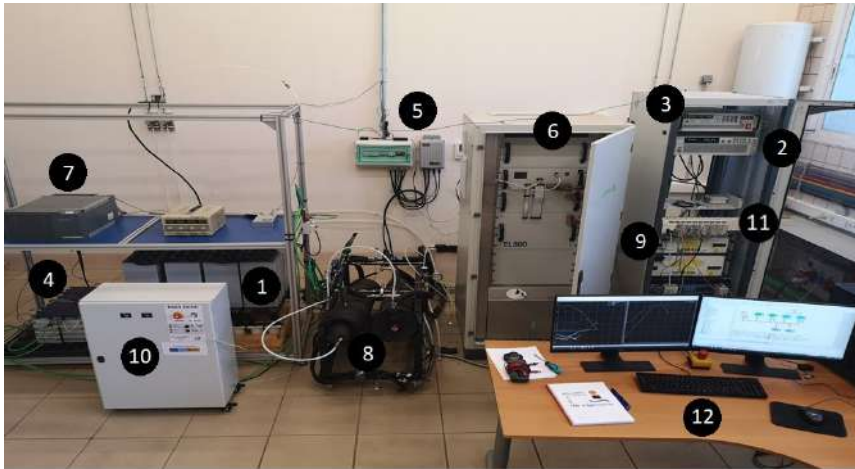
Imagination is more important than knowledge. Knowledge is limited. Imagination encircles the world.

ALBERT EINSTEIN

En este capítulo se realiza una descripción del sistema de energía real que se ha usado como soporte para realizar las simulaciones y los ensayos experimentales de la investigación realizada. En primer lugar se realiza una descripción preliminar de la planta y se enumeran individualmente los principales equipos que la forman; posteriormente se realiza una descripción de los subsistemas existentes en la planta y se enumeran los tipos de fallos que pueden producirse en cada uno de ellos. A continuación se presenta el modelo orientado al control y por último se realiza un análisis de la propagación de fallos en el sistema desde el punto de vista del sistema de gestión de energía.

3.1 Descripción de la planta experimental

La planta experimental Hylab, fue diseñada con el objetivo de ofrecer un alto grado de flexibilidad en cuanto a la topología y funcionamiento de los subsistemas que la conforman así como facilitar el ensayo de distintas configuraciones, modos de operación y rangos de potencia (figura 3.1). En la etapa de diseño, se planificaron futuras ampliaciones las cuales quedan recogidas en [94]. No obstante a lo dispuesto anteriormente, el diseño inicial de la micrerred no se hizo teniendo en cuenta la posibilidad de implementar una estrategia FTC. La mayoría de los equipos que forman la microrred tienen integrado un sistema de control propio de bajo nivel encargado del control primario. Estos sistemas de control fueron diseñados por los distintos fabricantes y son inaccesibles.



- | | |
|--------------------------------------|---|
| 1.- Banco de baterías de plomo ácido | 7.- PEMFC |
| 2.- Fuente de potencia programable | 8.- Tanques de hidruro metálico |
| 3.- Carga electrónica programable | 9.- DC/DC de la PEMFC |
| 4.- Banco de baterías de ion litio | 10.- DC/DC de las baterías de ion litio |
| 5.- Campo solar fotovoltaico | 11.- PLC |
| 6.- Electrolizador | 12.- Pantallas del PC Workstation II |

Figura 3.1 Visión general de la planta experimental Hylab.

En esta sección se realiza una descripción de la planta experimental con el objeto de analizar la posibilidad de implantar una estrategia de FTC viable de alto nivel sin añadir dispositivos complementarios a los ya existentes.

Se comienza enumerando los principales equipos de los distintos subsistemas disponibles en la microrred y realizando una breve descripción de los mismos. A continuación, se realiza un análisis de los componentes que conforman los subsistemas, se examinan los posibles fallos que pueden ocurrir en cada subsistema y cómo afectarían a la microrred desde una perspectiva del EMS. Una vez analizado cada subsistema por separado, se ha realizado un análisis de la estructura del sistema en su conjunto para obtener el nivel de redundancia existente de cara a la integración de una estrategia FTC [79], analizando además la arquitectura de control y comunicaciones existente. Se obtendrá el modelo en espacio de estados orientado al control del sistema.

- 1. Banco de baterías de plomo ácido:** está conectado directamente al bus de corriente continua sin etapas de conversión intermedias, por lo que este equipo establece la tensión del bus. Es el ESS primario de la microrred. Está formado por 24 celdas Exide Technologies modelo Classic Solar Enersol T-370. La tabla 3.1 muestra las características técnicas proporcionadas por el fabricante. Este elemento se utiliza principalmente para compensar los desajustes instantáneos de potencia y estabilizar la tensión del bus.
- 2. Fuente de potencia programable:** la instalación no cuenta con un PCC con la red de distribución real. Por este motivo se utiliza una fuente de energía programable para

Tabla 3.1 Características técnicas del banco de baterías de plomo ácido Classic Solar Enersol T-370.

Celda	
Tensión Nominal	0 – 60 V
Capacidad nominal C120 1.85Vpc 25°C	376 Ah / 0.752 kWh
Intensidad de cortocircuito	290 A
Stack	
Tensión Nominal	48 V
Capacidad nominal C120 1.85 Vpc 25 °C	9024 Ah / 18.048 kWh

emular el intercambio de energía realizado desde la red de distribución. Además, ofrece la posibilidad de emular el comportamiento dinámico de distintas fuentes de energía renovable. La fuente es una Powerbox modelo LBS 60-100. La tabla 3.2 muestra las características técnicas. El modelo LBS 60-100 ofrece la posibilidad de regular en tensión, en intensidad o en potencia. Permite la elección del tipo de regulación que se desea realizar. La introducción de las referencias puede realizarse de modo manual o remoto; en el caso que nos ocupa, siempre funcionará en modo remoto.

3. **Carga electrónica programable:** ofrece la posibilidad de emular el comportamiento dinámico de distintos perfiles de demanda. Debido a que la planta experimental carece de PCC la carga electrónica también se encarga de emular el intercambio de energía hacia la red. Se trata de una carga electrónica AMETEK de la serie AMREL PLA modelo 2.5K-60-1000. La tabla 3.3 muestra las características técnicas. Ofrece la posibilidad de regular en tensión, en intensidad, en resistencia o en potencia. Permite introducir las referencias de modo manual o remoto; en el caso que nos ocupa, siempre funcionará en modo remoto.
4. **Banco de baterías de ion litio:** es otro ESS de la microrred. Su conexión al bus de potencia se realiza mediante un CC/CC con un controlador interno al cual se le pueden enviar referencias remotamente. Está formado por 16 celdas GBS modelo LFP 100Ah distribuidas en 4 bloques de 4 celdas cada uno. La tabla 3.4 muestra las características técnicas dadas por el fabricante. Vienen equipadas con un Battery Management System (BMS) y con un módulo de monitorización.
5. **Campo solar fotovoltaico:** es la única fuente de energía renovable real con la que cuenta la instalación. Se conecta al bus de potencia de la microrred a través de un CC/CC que cuenta con un controlador interno. Está formado por 20 paneles fotovoltaicos A-250M de silicio monocristalino de la empresa Atersa del Grupo Elecnor. Las características técnicas aportadas por el fabricante se muestran en la tabla 3.5. Está equipado con un módulo Xcom-CAN que se usa como pasarela TCP/IP-CAN con el fin de comunicar el CC/CC con el Programmable Logic Controller (PLC).
6. **Electrolizador:** es uno de los equipos que forman el Hydrogen Energy Storage System (H2ESS). En este equipo se produce la electrolisis, proceso por el cual se obtiene el hidrógeno a partir de agua y una corriente eléctrica. Es un electrolizador

Tabla 3.2 Características técnicas de la fuente electrónica de potencia LBS 60-100 del fabricante Powerbox.

Rango de salida nominal	
Tensión	0 – 60 V
Intensidad	0 – 100 A
Potencia de salida máxima	6 kW
Eficiencia	
Nominal	89 %
Mínima	82 %
Regulación de carga	
Tensión	5mV + 0.05 % de V_{max}
Intensidad	20mA + 0.1 % de I_{max}
Potencia de salida máxima	1 % de P_{max}
Regulación de línea	
Tensión	0.01 % de V_{max}
Intensidad	0.05 % de I_{max}
Potencia	1 % de P_{max}
Rango	
Tensión	0-103 % de $V_{nominal}$
Intensidad	0-103 % de $I_{nominal}$
Potencia	0-103 % de $P_{nominal}$
Resolución de programación y medida - remoto	
Tensión	0.002 % de $V_{nominal}$
Intensidad	0.002 % de $I_{nominal}$
Potencia	0.05 % de $P_{nominal}$
Frecuencia de conmutación	
Nominal	31 kHz/62 kHz ondulación de salida
Tiempo de subida para un paso del 5 % al 95 %	
Sin carga	100 ms
Con carga	100 ms
Tiempo de bajada para un paso del 5 % al 95 %	
Sin carga	3 s
Con carga	50 ms

del fabricante Acta Heliocentris modelo EL500, en la tabla 3.6 se proporcionan las características técnicas de este equipo. El electrolizador se conecta al bus de potencia a través de un CC/CC interno. Puede funcionar en modo manual o remoto; en el caso que nos ocupa, siempre funcionará en modo remoto. Dispone de un controlador interno para alcanzar las referencias dadas por el nivel superior de control.

7. **PEMFC:** es uno de los equipos que forman el H2ESS. Genera una diferencia de potencial en sus electrodos mediante una reacción electroquímica entre un combustible (hidrógeno) y un oxidante (oxígeno). Está formada por 36 celdas de Proton Exchange

Tabla 3.3 Características técnicas de la carga electrónica AMREL PLA modelo 2.5K-60-1000 del fabricante AMETEK.

Rango de salida nominal	
Tensión	0 – 60 V
Intensidad	0 – 1000 A
Potencia de salida máxima	2.5 kW
Modo potencia constante	
Rango alto	0 – P W
Rango medio	0 – $P/2$ W a I de entrada $CC < I/2A$
Rango bajo	0 – $P/10$ W a I de entrada $CC < I/10A$
Rango de tiempo transitorio	
Banda rápida	0.050 – 51.19 ms
Banda lenta	0.500 – 511.9 ms

Tabla 3.4 Características técnicas del banco de baterías de litio LFP 100Ah.

Celda	
Tipo de celda	LiFePO4
Tensión Nominal	4 V
Capacidad nominal	100 Ah / 1.2 kWh
Capacidad de descarga	0.2 C
Impedancia interna	$\leq 2.8 \text{ m}\Omega$
Ciclos de vida	2000 ciclos 80 DOD
Temperatura de funcionamiento en carga	0 – 65°C
Temperatura de funcionamiento en descarga	–20 – 65°C
Temperatura de almacenamiento	–20 – 65°C
Stack	
Tensión Nominal	48 V
Capacidad nominal	19.2 kWh
Convertidor ESS3-DCDC	
Potencia nominal	3 kW
Tensión nominal	48 V
Corriente nominal	62.5 A
Rendimiento nominal	95 %

Membrane (PEM). Es un modelo NEXA 1200 de Heliocentris, cuyas características técnicas se exponen en la tabla 3.7. La PEMFC dispone de un controlador interno que gestiona el consumo de hidrógeno en función de la potencia demandada, así como las purgas, apertura/cierre de electroválvulas y encendido del sistema de refrigeración. Puede funcionar en modo manual o remoto; en el caso que nos ocupa siempre funcionará en modo remoto. Se conecta al bus de potencia de la microrred mediante un CC/CC que recibe la referencia de potencia desde el nivel de control

Tabla 3.5 Características técnicas del Campo Solar Fotovoltaico A-250M.

Características eléctricas	
Potencia nominal (0/ +5W)	250 W
Eficiencia del módulo	15.35 %
Intensidad en el MPP (I_{mp})	8.24 A
Tensión en el MPP (V_{mp})	30.35 V
Intensidad de cortocircuito (I_{sc})	8.79 A
Tensión de cortocircuito(V_{oc})	37.62 V
Parámetros térmicos	
Coeficiente de temperatura de I_{sc} (α)	0.03 %/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc} (β)	0.34 %/°C
Coeficiente de temperatura de I_{sc} (γ)	0.43 %/°C
Características físicas resumidas	
Dimensiones mm	1645 x 990 x 40
Peso	21.5kg
Convertidor Studer Variosting	
	lado de los paneles
Potencia nominal (0/ +5W)	4200 W
Intensidad máxima	13 A
Tensión máxima a circuito abierto (V_{oc})	600 V
Tensión mínima de funcionamiento	200 V
Tensión MPP recomendada	250-500 V
	lado de las baterías
Intensidad máxima	70 A
Tensión nominal	48 V
Rango de Tensión de funcionamiento	38-68 V
Eficiencia de conversión	> 98 %

Tabla 3.6 Características técnicas del electrolizador Acta Heliocentris EL500.

Características generales del electrolizador	
Flujo de hidrógeno máx. a 20°C/1bar	510 NI/h
Presión máxima de salida	35 bar
Pureza del hidrógeno	99.999 % a 30 bar
Máximo consumo de Potencia	2900W
Temperatura de operación	45°C
Tensión de cortocircuito(V_{oc})	37.62 V

superior.

8. **Tanques de hidruro metálico:** es uno de los equipos que forman el H2ESS. La tecnología elegida para el almacenamiento de hidrógeno en la instalación es mediante la absorción en hidruros metálicos. La microrred consta de dos tanques modelo

Tabla 3.7 Características técnicas de la PEMFC NEXA 1200 de Heliocentris.

Salida de Potencia	
Voltaje de salida	16-40 V
Intensidad de salida	60 A
Potencia máx	1200 W
Combustible	
Pureza de hidrógeno	99.99 % o superior
Rango de Presión	1-15 bar
Potencia máx	1200 W
Consumo de hidrógeno	15NI/min
DC/DC Win Inertia	
Voltaje de salida	hasta 75 V
Intensidad de salida	hasta 40 A
Potencia máx	3 kW

HBond-7000H del fabricante Labtech. Las características técnicas se especifican en la tabla 3.8.

Tabla 3.8 Características técnicas del Hidruro Metálico HBond-7000H de Labtech.

Características generales	
Capacidad de almacenamiento H ₂	7000 NI
Presión de carga	5 bar g
Temperatura máxima de carga	25°C
Tiempo de carga	45-60 minutos
Presión de descarga	2-5 bar g
Temperatura de descarga	65-75°C

Es conveniente aclarar que los subsistemas que forman la microrred cuentan con sistemas de protección propios del tipo fusibles, interruptores magnetotérmicos de corriente continua o válvulas de seguridad y alivio.

En sucesivas secciones se analizan los distintos subsistemas que conforman la microrred y se describen los posibles fallos que pueden suceder en cada uno de ellos. Analizando:

- La magnitud del fallo: avería, fallo total o fallo parcial.
- El efecto que produce.
- Las acciones que se deben llevar a cabo en el nivel superior de gestión de energía:
 - Parar el sistema completo.
 - Parar el subsistema en que se encuentra localizado el fallo y realizar acciones de reconfiguración frente al fallo.
 - Llevar a cabo acciones de acomodación al fallo.

El sistema de diagnóstico, diseñado desde el punto de vista del EMS, no tiene capacidad de proporcionar información a nivel de componente del fallo acaecido. Por este motivo cuando suceda un fallo, es importante que el supervisor sea capaz de proporcionar al operario la información disponible del fallo para facilitar las labores de revisión. Además debe facilitar la desconexión del subsistema de modo online para que se puedan acometer acciones de mantenimiento si así fuese necesario.

3.1.1 Subsistema de almacenamiento mediante baterías de plomo ácido

Está formado por las baterías de plomo ácido descritas anteriormente. La conexión de los electrodos de la batería con el bus de potencia de la microrred se realiza mediante conductores *RZ1-K 0,6/1kV 1 x 25Cu*.

Este subsistema no proporciona mediciones.

En función de la clasificación temporal de los fallos (ver sección 2.3.2) se pueden producir 2 tipos de fallos, ambos de carácter interno:

1. Fallo abrupto total: provocado por el corte del fusible de protección.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: avería.
 - Efecto: inestabilidad de la tensión del bus.
 - Acción: parar totalmente la microrred.
2. Fallo evolutivo: debido a la degradación de las baterías.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo.
 - Efecto: pérdida de eficiencia del subsistema.
 - Acción: acomodación al fallo.

3.1.2 Subsistema de almacenamiento mediante baterías de ion-litio

Está formado por el banco de baterías de ion-litio descrito anteriormente, el BMS con su módulo de monitorización y el CC/CC. La conexión entre los equipos y el bus de potencia se realiza mediante conductores *RZ1-K 0,6/1kV 1 x 25Cu*.

El convertidor utilizado para conectar las baterías con el bus de potencia ha sido diseñado por el Grupo de Electrónica de Potencia de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI) de la Universidad de Sevilla (US). A continuación se presentan sus características principales:

- Tipo: bidireccional buck-boost.
- Potencia nominal: 3kW.
- Tensión nominal de operación: 48V en ambos lados del convertidor.
- Rendimiento máximo: 95 % a potencia nominal.
- Protección interna contra sobreintensidad mediante fusibles.
- Controlador interno Proportional Integral Derivative (PID) para alcanzar las referencias dadas por el nivel superior de control.
- Se opera remotamente mediante Modbus TCP/IP.
- Proporciona medidas de tensión e intensidad a ambos lados.

El BMS se comunica con el PLC a través de protocolo CAN 2.0A. Proporciona el estado de carga, State of Charge (SOC) en inglés, estimado y las medidas de temperatura, voltaje e intensidad de cada celda, así como el voltaje e intensidad total.

En función de la clasificación temporal de los fallos (ver sección 2.3.2) se pueden producir 3 tipos de fallos, todos ellos de carácter interno:

1. Fallo abrupto total: provocado por el corte del fusible de protección contra sobrein-tensidades.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: pérdida de capacidad de almacenamiento energético en la microrred.
 - Acción: reconfiguración frente al fallo. Tareas de mantenimiento correctivo de modo offline.
2. Fallo abrupto parcial: a pesar de que en este dispositivo no se aplica, se considera la existencia de un FTC en el convertidor similar al descrito en [2] para simular fallos parciales de este subsistema.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: pérdida de eficiencia del subsistema.
 - Acción: acomodación al fallo. Revisión del subsistema.
3. Fallo evolutivo: debido a la degradación de las baterías.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo.
 - Efecto: pérdida de eficiencia del subsistema.
 - Acción: acomodación al fallo.

3.1.3 Subsistema de almacenamiento mediante hidrógeno

Está formado por el electrolizador, los tanques de hidruros metálicos, la PEMFC y su convertidor, circuito de H_2 y circuito hidráulico de refrigeración/calefacción de los tanques de hidruro. La conexión entre los equipos y el bus de potencia se realiza mediante conductores $RZ1-K\ 0,6/1kV\ 1 \times 25Cu$.

El electrolizador se comunica con el PLC vía TCP/IP (Modbus). Proporciona valores de tensión, intensidad, temperatura, presión y producción de H_2 . La PEMFC se comunica con el PLC vía CAN. Proporciona valores de voltaje, intensidad, potencia generada, potencia consumida internamente, temperatura, presión y caudal de aire.

El convertidor que conecta la PEMFC con el bus de potencia de la microrred dispone de un controlador interno para alcanzar las referencias dadas por el nivel superior. Se comunica con el PLC mediante protocolo CAN. Proporciona medidas de voltaje e intensidad de un lado y del otro del convertidor.

El circuito de H_2 está formado por los siguientes componentes: un termopar tipo T a la salida de los depósitos de almacenamiento de H_2 mediante hidruros, un caudalímetro másico de H_2 , cuatro electroválvulas, una válvula manual reguladora de presión, dos transductores de presión situados a la entrada de los depósitos y de la PEMFC respectivamente y las tuberías correspondientes.

El circuito hidráulico lo forman un calentador de agua eléctrico, una bomba de agua, un caudalímetro, dos termopares situados a la entrada y salida de los tanques de hidruros, dos electroválvulas, dos válvulas manuales y las tuberías correspondientes.

El FTC a nivel de la valvulería del circuito de H_2 y del circuito hidráulico de los tanques de hidruro queda fuera de alcance, siendo el procedimiento llevado a cabo actualmente por el nivel de control inferior inhabilitar totalmente el subsistema de almacenamiento ante cualquier medida que sea indicio de fallo.

Teniendo esto en cuenta y en función de la clasificación temporal (ver sección 2.3.2) se pueden producir 5 tipos de fallos, todos ellos de tipo interno:

1. Fallo abrupto total del subsistema: debido por ejemplo al fallo de una válvula del circuito de H_2 .
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: pérdida de capacidad de almacenamiento de energía de la microrred.
 - Acción: reconfiguración frente al fallo. Tareas de mantenimiento correctivo de modo offline.
2. Fallo abrupto total de la PEMFC: provocado por ejemplo por el corte del fusible de protección contra sobreintensidades del CC/CC.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: el ESS no puede suministrar energía eléctrica a la planta.
 - Acción: reconfiguración frente al fallo. Tareas de mantenimiento correctivo de modo offline.
3. Fallo abrupto total del electrolizador: provocado por ejemplo por el corte del fusible de protección contra sobreintensidades que conecta el electrolizador con el bus de potencia.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: el ESS no puede almacenar energía eléctrica de la planta.
 - Acción: reconfiguración frente al fallo. Tareas de mantenimiento correctivo de modo offline.
4. Fallo abrupto parcial de la PEMFC: a pesar de que en este dispositivo no se aplica, se considera la existencia de un FTC en el convertidor similar al descrito en [2] para simular fallos parciales de este subsistema.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: pérdida de eficiencia en el suministro de energía eléctrica de la planta.
 - Acción: acomodación al fallo. Revisión del subsistema.
5. Fallo abrupto parcial del electrolizador: a pesar de que en este dispositivo no se aplica, se considera la existencia de un FTC en el convertidor similar al descrito en [2] para simular fallos parciales de este subsistema.

- Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
- Efecto: pérdida de eficiencia en la capacidad de almacenamiento del subsistema.
- Acción: acomodación al fallo. Revisión del subsistema.

3.1.4 Subsistema de generación mediante fuente de potencia programable

Este equipo sirve principalmente para emular el suministro de la red de distribución, y las curvas de generación de las RESs. Este equipo proporciona medidas de tensión e intensidad. En función de la clasificación temporal (ver sección 2.3.2) se pueden producir 4 tipos de fallos:

1. Fallo abrupto total de la red de distribución: desconexión de la red de distribución por corte de suministro.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: inhabilita la estrategia de gestión energética planteada inicialmente.
 - Acción: reconfiguración frente al fallo. Revisión del subsistema.
2. Fallo abrupto parcial de la red de distribución: se considera la existencia de un inversor de conexión a la red de distribución con un FTC similar al realizado en [2].
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: pérdida de eficiencia del subsistema.
 - Acción: acomodación al fallo. Revisión del subsistema.
3. Fallo abrupto total de las RESs: provocado por el corte de un fusible de protección contra sobrentensiones, o por un magnetotérmico de corriente continua. Este fallo requiere ser detectado por un nivel inferior de control, de lo contrario el EMS lo considera una perturbación.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: no puede generar energía eléctrica.
 - Acción: reconfiguración frente al fallo. Tareas de mantenimiento correctivo.
4. Fallo abrupto parcial de las RESs: se considera la existencia de un inversor de conexión a la red de distribución con un FTC similar al realizado en [2]. Este fallo requiere ser detectado por un nivel inferior de control, de lo contrario el EMS lo considera una perturbación.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: pérdida de eficiencia en la generación de energía eléctrica.
 - Acción: acomodación al fallo. Revisión del subsistema.

3.1.5 Subsistema de generación mediante campo solar fotovoltaico

Esta formado por los paneles, el CC/CC, el módulo de comunicaciones y el cuadro de mando y protección de la instalación. La conexión entre los equipos y el bus de potencia se realiza mediante conductores *RZ1-K 0,6/1kV 1 x 25Cu*. Proporciona medidas de voltaje e intensidad y de rendimiento de salida y entrada del convertidor. En función de la clasificación temporal (ver sección 2.3.2) se pueden producir 2 tipos de fallos:

1. Fallo abrupto total de las RESs: provocado por el corte de un fusible de protección contra sobreintensidades, o por un magnetotérmico de corriente continua. Este fallo requiere ser detectado por un nivel inferior de control, de lo contrario el EMS lo considera una perturbación.
 - tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - efecto: no puede generar energía eléctrica.
 - acción: reconfiguración frente al fallo. Tareas de mantenimiento correctivo.
2. Fallo abrupto parcial de las RESs: se considera la existencia de un inversor de conexión a la red de distribución con un FTC similar al realizado en [2]. Este fallo requiere ser detectado por un nivel inferior de control, de lo contrario el EMS lo considera una perturbación.
 - tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - efecto: pérdida de eficiencia en la generación de energía eléctrica.
 - acción: acomodación al fallo. Revisión del subsistema.

3.1.6 Subsistema de demanda energética mediante carga electrónica programable

Este equipo sirve principalmente para emular la venta de energía a la red de distribución, y las curvas de demanda local. Este equipo facilita medidas de tensión e intensidad. En función de la clasificación temporal (ver sección 2.3.2) se pueden producir 2 tipos de fallos:

1. Fallo abrupto total de la red de distribución: desconexión de la red de distribución por corte de suministro.
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: inhabilita la estrategia de gestión energética planteada inicialmente.
 - Acción: reconfiguración frente al fallo. Revisión del subsistema.
2. Fallo abrupto parcial de la red de distribución: se considera la existencia de un inversor de conexión a la red de distribución con un FTC similar al realizado en [2].
 - Tipo de fallo en función de la magnitud: fallo, desde el punto de vista del EMS de la planta.
 - Efecto: pérdida de eficiencia del subsistema.
 - Acción: acomodación al fallo. Revisión del subsistema.

3.1.7 Arquitectura de control

La EMS donde se establece la estrategia de FTC objeto de esta tesis se implementa en MATLAB®/Simulink®. La gestión de energía está basada en MPC y se encuentra detallada en la sección 2.4. En adelante la estrategia de FTC será denominada control predictivo tolerante a fallos (FTPC) por sus siglas en inglés. El PLC recibe las entradas de control desde el nivel superior y las envía a los distintos equipos en forma de set points por los medios necesarios en cada caso. Por otro lado, recibe las señales de los sensores situados en la instalación así como las señales internas proporcionadas por los distintos equipos que forman la microrred.

El PLC es un modelo Modicon Electric serie M340 del fabricante Schneider, con los siguientes módulos:

- Una CPU BMC P34 20302.
- Un módulo de entradas digitales DDI1602.
- Un módulo de salidas digitales DDO1602.
- Tres módulos de entradas analógicas AMI 0402
- Dos módulos de salidas analógicas AMO 0210.

Para su programación se utiliza Unity Pro XL V11.0. La implementación del sistema Scada se realiza a través de Vijeo Designer. Tanto Vijeo como MATLAB®/Simulink® se ejecutan en un PC WorkStation II Intel Core i7 8700/16GB de RAM DDR4 a 3000MHz. Las acciones determinadas por la estrategia de FTPC se envían al PLC mediante un cliente OLE for Process Control (OPC); igualmente se transmiten las señales medidas en campo en sentido inverso del PLC al nivel superior. Los equipos que cuentan con un control interno, así como los protocolos de comunicación utilizados por los distintos equipos para comunicarse con el PLC han sido indicados en la descripción de los subsistemas.

Los PLCs son equipos robustos preparados para trabajar en condiciones adversas. En este caso, las condiciones del laboratorio Hylab están lejos de ser un ambiente polvoriento, con riesgo de corrosión y con temperaturas extremas, por tanto no se consideran escenarios de fallos debidos al PLC. Sin embargo, los ordenadores sí suelen ser equipos más propensos a fallos, no obstante, no se han considerado fallos en este equipo debido a que la estrategia de FTPC se lleva a cabo en este equipo, por lo que un fallo en el mismo dejaría inhabilitada dicha estrategia.

3.1.8 Modelo de la microrred

La estrategia utilizada para la gestión de energía se fundamenta en el MPC, por tanto, es necesario obtener un modelo del sistema. Por este motivo se desarrolla un modelo en el espacio de estados. A nivel de la gestión energética de la microrred solo se tendrá en cuenta la dinámica de los ESSs ya que la dinámica de los generadores y cargas puede ser despreciada si es comparada con los tiempos de muestreo típicos de este nivel. Las ecuaciones discretas del modelo orientado a control se obtienen de las siguientes ecuaciones [16]:

$$SOC_{le}(t+1) = SOC_{le}(t) - \frac{\eta_{le} T_s}{C_{le}^{max}} P_{le}(t) \quad (3.1)$$

$$SOC_{li}(t+1) = SOC_{li}(t) - \frac{\eta_{li} T_s}{C_{li}^{max}} P_{li}(t) \quad (3.2)$$

$$LOH(t+1) = LOH(t) - \eta_{H_2} T_s P_{H_2}(t) \quad (3.3)$$

y de la ecuación de balance:

$$P_{dem}(t) = P_{le}(t) + P_{li}(t) + P_{H_2}(t) + P_{grid}(t) + P_{res}(t) \quad (3.4)$$

SOC_{le} , SOC_{li} y LOH representan los niveles de carga de las baterías de plomo ácido, de las baterías de ion-litio y de los depósitos para almacenamiento de H_2 respectivamente. T_s indica el tiempo de muestreo y P es la potencia suministrada/absorbida por los ESSs. P_{dem} representa la potencia demandada por la carga, P_{le} la potencia intercambiada con las baterías de plomo ácido, P_{li} la potencia intercambiada con las baterías de ion litio, P_{H_2} la potencia intercambiada con el subsistema de almacenamiento de energía mediante H_2 , P_{grid} la potencia intercambiada con la red de distribución y P_{res} la potencia generada por las RESs (ver tabla 3.9). Se ha elegido el criterio de signo en el que la contribución de energía al bus de potencia tiene signo positivo; en caso contrario tiene valor negativo. η ¹ representa el parámetro de eficiencia que depende del punto de operación y C^{max} representa la capacidad de los ESSs eléctricos en unidades de energía. En este caso el coeficiente de conversión K se considera constante para el modelo orientado a control. Los coeficientes de conversión para los diferentes ESSs son:

$$\begin{aligned} K_{le} &= \frac{\eta_{le}}{C_{le}^{max}} = 1.56 \times 10^{-3} \\ K_{li} &= \frac{\eta_{li}}{C_{li}^{max}} = 1.27 \times 10^{-3} \\ K_{H_2} &= \eta_{H_2} = 8.8 \times 10^{-3} \end{aligned} \quad (3.5)$$

K representa el coeficiente de conversión del ESS correspondiente. Para obtener estos valores, se ejecutaron una serie de simulaciones con ciclos de carga y descarga para identificar la eficiencia de las baterías y luego se utilizaron los valores medios.

La diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada es denominada P_{net} y se expresa como:

$$P_{net}(t) = P_{res}(t) - P_{dem}(t) \quad (3.6)$$

¹ Considerar una eficiencia media entre carga y descarga

Tabla 3.9 Nomenclatura de variables utilizadas en el modelo de la planta.

SOC_{le}	Estado de carga de las baterías de plomo ácido
SOC_{li}	Estado de carga de las baterías de litio
LOH	Nivel de los hidruros (Level of Hydrogen)
T_s	Tiempo de muestreo
P_{dem}	Potencia demandada por la carga
P_{le}	Potencia intercambiada con las baterías de plomo ácido
P_{li}	Potencia intercambiada con las baterías de litio
P_{H2}	Potencia intercambiada con subsistema de H_2
P_{grid}	Potencia intercambiada con la red
P_{res}	Potencia generada por las RESs
η	Eficiencia
C^{max}	Capacidad de los ESSs eléctricos en unidades de energía
K	Coefficiente de conversión

Puesto que no se tienen medidas directas del intercambio de potencia con las baterías de plomo ácido, se determina mediante la siguiente ecuación de balance:

$$P_{le}(t) = -P_{li}(t) - P_{H2}(t) - P_{grid}(t) - P_{net}(t) \quad (3.7)$$

Teniendo en cuenta los supuestos anteriores, el modelo orientado al control resulta:

$$SOC_{le}(t+1) = SOC_{le}(t) - K_{le}T_s(-P_{li}(t) - P_{H2}(t) - P_{grid}(t) - P_{net}(t)) \quad (3.8)$$

$$SOC_{li}(t+1) = SOC_{li}(t) - K_{li}T_sP_{li}(t) \quad (3.9)$$

$$LOH(t+1) = LOH(t) - K_{H2}T_sP_{H2}(t) \quad (3.10)$$

El modelo en variables de estado queda expresado como:

$$x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) + Ev(t) \quad (3.11)$$

$$y(t) = Cx(t) \quad (3.12)$$

donde $x = [SOC_{le} \ LOH \ SOC_{li}]^T$ es el vector de estados y representa la energía almacenada en los distintos ESSs, $u = [P_{H2} \ P_{grid} \ P_{li}]^T$ es el vector de variables manipuladas y $v = P_{net}$ representa las perturbaciones que son medibles. En este caso además $y(t) = x(t)$. Las matrices A y C son iguales a la matriz identidad I . Las matrices B y E están formadas por términos que dependen de la eficiencia del almacenamiento e indican el coeficiente de conversión de energía (K) en los ESSs. Estos términos se obtienen a través de los datos extraídos de simulaciones realizadas en MATLAB®/Simulink®/Simugrid

library (software incluido en [16]). Por ejemplo para un punto de operación $[u^*, x^*] = [0.7\text{kW } 0\text{kW } 1\text{kW}, 60\% \ 60\% \ 60\%]$ y un tiempo de muestreo de 30 segundos son

$$B = \begin{bmatrix} 0.0467 & 0.0467 & 0.0467 \\ -0.264 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0.0382 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$E = \begin{bmatrix} 0.0467 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

En este caso el modelo lineal para tiempo discreto se obtiene mediante una serie de simulaciones usando el modelo no lineal de Simugrid, identificando la pendiente a la respuesta escalón para cada entrada. Se realizan ensayos para diferentes estados de carga iniciales de los distintos ESSs: del 40 % al 70 % en intervalos de 10 %; distintas amplitudes de paso: de 200W a la potencia nominal de cada equipo en intervalos de 200W. En total se realizaron 852 simulaciones.

Finalmente las matrices B y E utilizadas para el MPC se obtienen realizando la media de los valores obtenidos en las simulaciones, siendo:

$$B = \begin{bmatrix} 0.0468 & 0.0468 & 0.0468 \\ -0.1369 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0.0376 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$E = \begin{bmatrix} 0.0468 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Para garantizar el correcto funcionamiento del sistema se han de tener en cuenta algunas restricciones duras relacionadas con umbrales físicos que no pueden ser traspasados por ningún motivo. Se puede considerar una banda de seguridad que garantiza trabajar fuera de regiones peligrosas. En función de la banda de seguridad establecida pueden considerarse restricciones menos duras, por ejemplo es común incluir limitaciones de capacidad en los ESS con bandas de seguridad relativamente amplias. Este hecho se aprovecha para el diseño de mecanismos de tolerancia a fallos.

En las variables de control existen restricciones duras que hay que tener en cuenta para realizar los ensayos en la microrred experimental

$$\begin{aligned}
 -2.9\text{kW} &\leq P_{H2}(t) \leq 1.2\text{kW} \\
 -2.5\text{kW} &\leq P_{grid}(t) \leq 6\text{kW} \\
 -3\text{kW} &\leq P_{li}(t) \leq 3\text{kW} \\
 -1.0\text{kW} &\leq \Delta P_{H2}(t) \leq 1.0\text{kW} \\
 -1.0\text{kW} &\leq \Delta P_{grid}(t) \leq 1.0\text{kW} \\
 -1.0\text{kW} &\leq \Delta P_{li}(t) \leq 1.0\text{kW}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

y las restricciones de los estados carga de los ESS incluida una banda de seguridad son

$$\begin{aligned}
 40\% &\leq SOC_{le}(t) \leq 75\%, \\
 10\% &\leq LOH(t) \leq 95\%, \\
 30\% &\leq SOC_{li}(t) \leq 80\%
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

En el caso que nos ocupa, atendiendo a la estrategia de gestión de energía basada en MPC expuesta en la sección 2.4, de modo general el seguimiento de referencia será menos flexible en el estado de carga de plomo ácido para minimizar los cambios en la tensión del bus, y más flexible en el caso de los demás equipos de almacenamiento. Por tanto en condiciones normales de funcionamiento, el término de la matriz δ que afecta al banco de baterías de plomo ácido será superior que en el resto de casos. Los otros términos del sumatorio (ver ecuación 2.32) hacen referencia a la energía intercambiada por los distintos dispositivos. El segundo término del sumatorio se emplea para limitar la tasa de potencia utilizada por los distintos equipos, es decir, limita el incremento de potencia de los equipos con el fin de protegerlos de cambios bruscos que afecten a su vida útil; estas limitaciones se determinan mediante la matriz de ponderación λ . El tercer término del sumatorio se utiliza para priorizar el uso de los equipos en función por ejemplo de la eficiencia de los mismos, siendo en este caso la matriz de ponderación que contribuye a priorizar este uso α .

3.2 Propagación de fallos desde el punto de vista de la gestión de energía

Una vez vistos los diferentes subsistemas por separado y el modelo que será usado por el MPC se procede al análisis general del sistema. Se describe la relación existente entre los diferentes subsistemas y el grado de propagación de los fallos desde el punto de vista de la gestión de energía.

El análisis de la estructura del sistema se realiza con el fin de determinar las variables que pueden ser medidas, las relaciones de redundancia analítica que posteriormente serán utilizadas para confeccionar la matriz de firma de fallos teórica y los posibles mecanismos de tolerancia.

En la figura 3.2 se aprecia de modo general el esquema de conexiones eléctricas, circuito de hidrógeno y de comunicaciones de la microrred. Por otro lado, en la figura 3.3 se

aprecia un esquema básico de medidas disponibles en la planta. A simple vista se aprecia la redundancia en las medidas de voltaje del bus, así como en las medidas de tensión en bornes del banco de baterías de ion-litio y en bornes de la PEMFC.

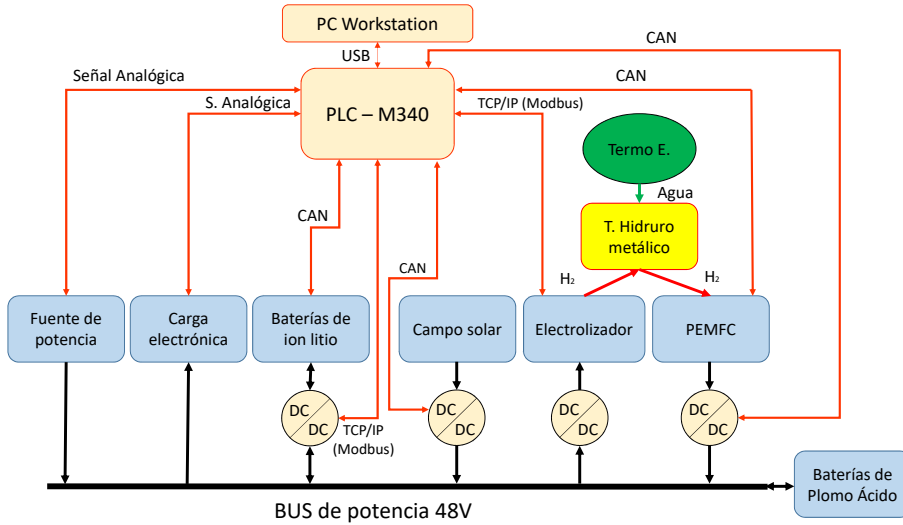


Figura 3.2 Esquema general de la planta experimental Hylab.

En la tabla 3.10 se muestran las variables del modelo que pueden ser medidas, calculadas con medidas directas e indirectas con el fin de fijar las posibles carencias y redundancia en las medidas.

La propagación de fallos desde el punto de vista de gestión energética y el grado de afectación en los distintos subsistemas se describe mediante:

$$P_f = M_a \otimes f_S \quad (3.19)$$

donde P_f es la matriz de propagación del fallo, $M_a \in \mathbb{R}^{n_f \times n_S}$ es la matriz de afectación de cada subsistema ante los distintos fallos, siendo n_f el número de fallos y n_S el número de subsistemas, y $f_S \in [0, 1]^{n_S \times n_f}$ es la matriz que indica el grado del fallo acaecido. f_S solo puede tomar valores entre 0 y 1, donde 0 representa la ausencia de fallos y 1 la existencia de un fallo total del subsistema. El operador \otimes se utiliza para indicar que las matrices se multiplican término a término (producto Schur).

Considérense los siguientes subsistemas:

- S_1 : Subsistema de almacenamiento mediante plomo ácido.

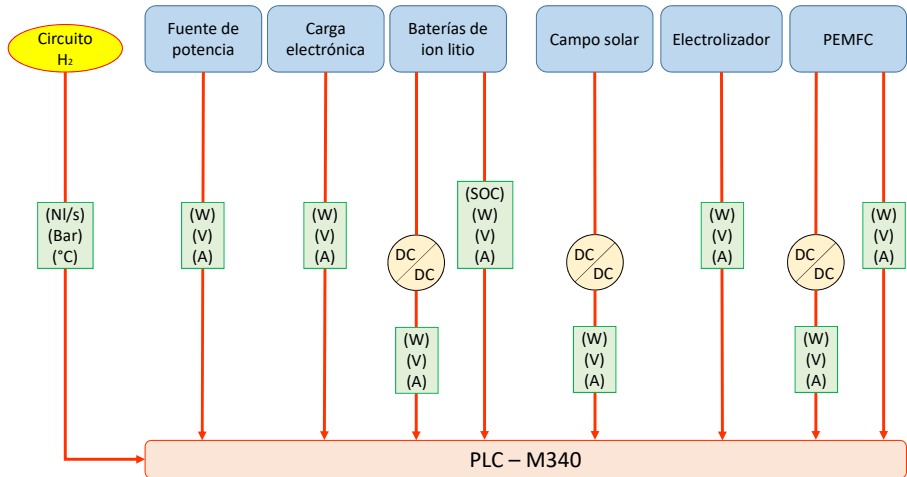


Figura 3.3 Esquema de medidas de la planta experimental Hylab.

Tabla 3.10 Variables del modelo medidas y estimadas.

Variable	Medidas	Calculada M. Di- rectas	Calculada M. Indi- rectas
SOC_{le}	0	0	1
SOC_{li}	1 (BMS)	1 (CC/CC_{li})	0
LOH	0	1 (Circuito H_2)	0
P_{le}	0	0	1
P_{li}	2 (BMS)(CC/CC_{li})	0	0
P_{H2}	2 (PEMFC)(CC/CC_{FC})	0	0
	1 (Electrolizador)	0	0
P_{grid}	1 (Fuente)	0	0
	1 (Carga)	0	0
P_{res}	1 (CC/CC_{RES})	0	0
P_{dem}	1 (Carga)	0	0

- S_2 : Subsistema de almacenamiento mediante ion-litio.
- S_3 : Subsistema de almacenamiento mediante H_2 .
- S_4 : Subsistema de generación mediante Photovoltaic (PV).
- S_5 : Subsistema de intercambio de energía con la red de distribución.

La matriz M_a toma la forma:

$$M_a = \begin{bmatrix} M_{S1}^{f_{S1}} & M_{S2}^{f_{S1}} & M_{S3}^{f_{S1}} & M_{S4}^{f_{S1}} & M_{S5}^{f_{S1}} \\ M_{S1}^{f_{S2}} & M_{S2}^{f_{S2}} & M_{S3}^{f_{S2}} & M_{S4}^{f_{S2}} & M_{S5}^{f_{S2}} \\ M_{S1}^{f_{S3}} & M_{S2}^{f_{S3}} & M_{S3}^{f_{S3}} & M_{S4}^{f_{S3}} & M_{S5}^{f_{S3}} \\ M_{S1}^{f_{S4}} & M_{S2}^{f_{S4}} & M_{S3}^{f_{S4}} & M_{S4}^{f_{S4}} & M_{S5}^{f_{S4}} \\ M_{S1}^{f_{S5}} & M_{S2}^{f_{S5}} & M_{S3}^{f_{S5}} & M_{S4}^{f_{S5}} & M_{S5}^{f_{S5}} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

donde las filas indican el subsistema donde se ha producido el fallo mientras que las columnas indican el subsistema que se ve afectado. Por ejemplo $M_{S1}^{f_{S2}}$ representa la afectación que sufre el subsistema (S1) debido a un fallo en el Subsistema (S2).

La matriz f_S resulta:

$$f_S = \begin{bmatrix} f_{S1} & f_{S1} & f_{S1} & f_{S1} & f_{S1} \\ f_{S2} & f_{S2} & f_{S2} & f_{S2} & f_{S2} \\ f_{S3} & f_{S3} & f_{S3} & f_{S3} & f_{S3} \\ f_{S4} & f_{S4} & f_{S4} & f_{S4} & f_{S4} \\ f_{S5} & f_{S5} & f_{S5} & f_{S5} & f_{S5} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

donde el valor de f_{Sj} representa el grado del fallo ocurrido en el subsistema j , siendo por ejemplo f_{S2} el valor del fallo ocurrido en las baterías de litio.

Para la microrred del laboratorio, la matriz M_a se ha obtenido de forma empírica. Los valores de cada término se expresan en función de la relación existente entre el subsistema en fallo y los demás subsistemas.

$$M_a = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Las columnas indican el grado de afectación que sufre cada subsistema ante los distintos fallos; las filas por su lado indican el grado de afectación que sufre cada subsistema ante un mismo fallo. Por tanto la matriz P_f resultante será

$$P_f = \begin{bmatrix} f_{S1} & f_{S1} & f_{S1} & f_{S1} & f_{S1} \\ f_{S2} & f_{S2} & 0 & 0 & 0 \\ f_{S3} & 0 & f_{S3} & 0 & 0 \\ f_{S4} & 0 & 0 & f_{S4} & 0 \\ f_{S5} & 0 & 0 & 0 & f_{S5} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

la cual en el caso de la microrred del laboratorio quedaría en función de la magnitud del fallo detectado.

4 Contribuciones en el diagnóstico de fallos aplicados a sistemas de energía

Si quieres cambiar el mundo, cámbiate a ti mismo

MAHATMA GANDHI

En este capítulo se detalla el núcleo de la investigación y las contribuciones desarrolladas en esta tesis en el ámbito del diagnóstico de fallos en sistemas de energía distribuidos. Previamente, se describen las características deseadas de la estrategia de FTPC en función de las posibilidades que ofrece la planta experimental descrita en la sección 3.1:

1. **Maximización del tiempo de cobertura de la demanda de energía** manteniendo unos niveles de eficiencia y seguridad aceptables ante la aparición de fallos.
2. **Enfoque activo de la estrategia FTPC** que permita realizar los ajustes necesarios para mantener el objetivo de control, mediante reconfiguración o acomodación al efecto del fallo en función de la información aportada por el diagnóstico del fallo.
3. **Posibilidad de desconexión de elementos de la planta experimental** de modo online para realizar tareas de mantenimiento y/o reparación de los equipos.
4. **Facilidad para ser integrado en otros sistemas de energía** sin necesidad de incorporar redundancia física.
5. **Estrategia de FTPC competitiva desde el punto de vista económico**, la estrategia desarrollada no debe suponer un gasto adicional.

Para empezar se describe de modo general la estrategia FTPC propuesta. A continuación, se exponen las contribuciones de esta tesis en el ámbito del diagnóstico de fallos en los sistemas de energía distribuidos.

- **Diagnóstico de fallos.**

- Métodos de robustez para el diagnóstico:
 - * Método de robustez activa para la generación de residuos de modo online mediante ecuaciones de paridad.
 - * Método de robustez pasiva para la generación de umbrales de modo online.
- Método de diagnóstico basado en señales de modo online.
- Método de evaluación del fallo.

Junto con los métodos desarrollados se muestran ensayos de los métodos ilustrados en las diferentes secciones sobre la microrred descrita en el capítulo 3. Se detalla la implementación de los diversos métodos en 4 ensayos.

- Ensayo 1: método de robustez activa (sección 4.3.1).
- Ensayo 2: método de robustez pasiva (sección 4.3.3).
- Ensayo 3: método de robustez híbrida (sección 4.3.5).
- Ensayo 4: método de evaluación del fallo (sección 4.5).

En todos los ensayos el tiempo de muestreo se establece en 30s para el controlador. Este tiempo de muestreo siempre garantiza que tanto el tiempo de cálculo como el de comunicación entre el PC con Matlab y el PLC estén satisfechos. Hay que tener en cuenta que el tiempo de ejecución de todo el software tiene un valor medio de 0.033s. El tiempo medio de ejecución de la rutina de detección de fallos es de 0.0052s. El ordenador de la planta es un i7-16 GB. La comunicación entre PLC, scada y Matlab/Simulink se realiza a través de USB 2.0 y otras interfaces de comunicación utilizadas son CANopen, MODBUS y TCP/IP. En todos los casos el horizonte de predicción se fija en $N = 15$. La puesta a punto del MPC se realiza en base a un análisis de desempeño bajo simulación, utilizando un horizonte suficientemente largo para asegurar la factibilidad.

Adicionalmente, con el fin de comparar los distintos métodos de robustez desarrollados se llevan a cabo una serie de simulaciones cuyos resultados se presentan mediante tablas. Se expone un ejemplo de simulación para cada tipo de fallo en distintos escenarios, para ello se usa el método de robustez híbrida (sección 4.3.5).

4.1 Estrategia de control predictivo tolerante a fallos

La estrategia propuesta de FTPC se lleva a cabo en el nivel 2 de control de la microrred, que como se puede ver en la figura 2.3 se corresponde con el nivel bajo del EMS. En la figura 4.1 se muestran las etapas seguidas para su diseño, siendo:

1. Análisis del sistema: incluye el análisis de los subsistemas y componentes que forman el sistema, del sistema completo y del sistema de gestión de energía. Ha sido presentado en el capítulo 3.
2. Diseño de métodos FDI: tras la elección del sistema de detección y aislamiento de fallos usado de base (ver sección 2.3.6), en esta etapa se desarrollan los métodos propuestos en esta tesis: métodos de robustez (sección 4.3), el método de diagnóstico basado en señales (sección 4.4) para detectar fallos en el subsistema de baterías de plomo ácido y el método de evaluación de fallos (sección 4.5).

3. Diseño del supervisor interno: en esta etapa se desarrolla el algoritmo que genera y decide el plan de mitigación empleado en función del fallo acaecido.
4. Diseño de mecanismos de tolerancia: tras analizar los posibles mecanismos existentes que pueden ser empleados, se exponen las contribuciones de métodos de tolerancia de fallos, los cuales deben ofrecer medios para mitigar el fallo, mediante acomodación o reconfiguración y en caso de avería para realizar una parada. Estos medios deben estar disponibles para ser utilizados siempre que se necesite. En la sección 2.3.1 se definen estos conceptos de forma explícita. El diseño y resultados se exponen en la sección 5.1.3. Se ha de destacar que parte de esta etapa fue desarrollada de forma paralela a la etapa 3.
5. Diseño del supervisor externo: se decide cómo integrar los datos generados por la estrategia FTPC en el Scada general de la planta y cómo el usuario puede comunicarse con dicha estrategia.

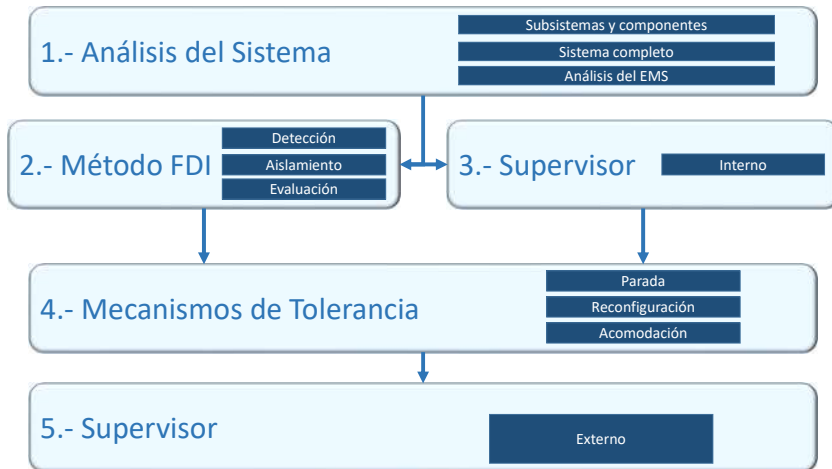


Figura 4.1 Etapas de diseño del FTPC.

Estas etapas han sido la base de la metodología de diseño seguida para el desarrollo de la estrategia de FTPC. Además, proporcionan información de la jerarquía de funcionamiento estableciendo por tanto, el orden de actuación de los sistemas que la componen. Se ha de destacar que, para que el enfoque del FTPC sea considerado activo es necesario que sea capaz de activar los mecanismos de tolerancia necesarios en función de la información (online) del fallo aportada por la etapa de diagnóstico de fallos.

Como se comentó en la sección 3.1.7 la estrategia de gestión de energía está basada en MPC (ver figura 4.2). Con el fin de posibilitar la integración del sistema de FTPC en otros sistemas de energía de manera casi directa se propone un novedoso diseño compacto que

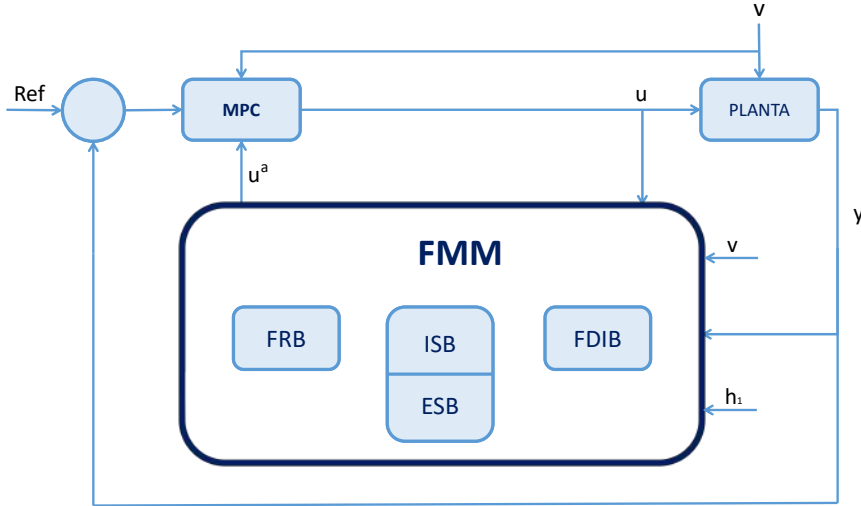


Figura 4.2 Esquema general de la estrategia de FTPC desarrollada.

agrupa los sistemas del FTPC, diagnóstico, tolerancia y supervisión y que a su vez permita modificar las características de cada uno por separado (ver figura 4.2). La agrupación se realiza mediante un módulo de mitigación de fallos, Fault Mitigation Module (FMM) en inglés, representado en la figura 4.3, en ella se muestra el esquema detallado del módulo.

El FMM recibe como entradas las salidas de la planta y , las salidas del controlador u , los valores históricos de las variables del sistema h_1 , las perturbaciones v_1 y las señales de ruido que afectan a la planta v_2 . Con esta información el módulo examina la ocurrencia de fallos mediante un enfoque basado en modelo. En caso de fallo devuelve las acciones de mitigación u^a que son las salidas del módulo FM. En esta tesis, las acciones de mitigación se han propuesto como cambios en los parámetros de ajuste del controlador:

- Restricciones de las salidas.
- Restricciones de las variables manipuladas.
- Factores de ponderación de la función objetivo.
- Referencias.
- Modelo.

Internamente el FMM está formado por 4 bloques:

- El diagnóstico de fallos se realiza en el bloque FDI, Fault Detection and Identification Block (FDIB) en inglés.

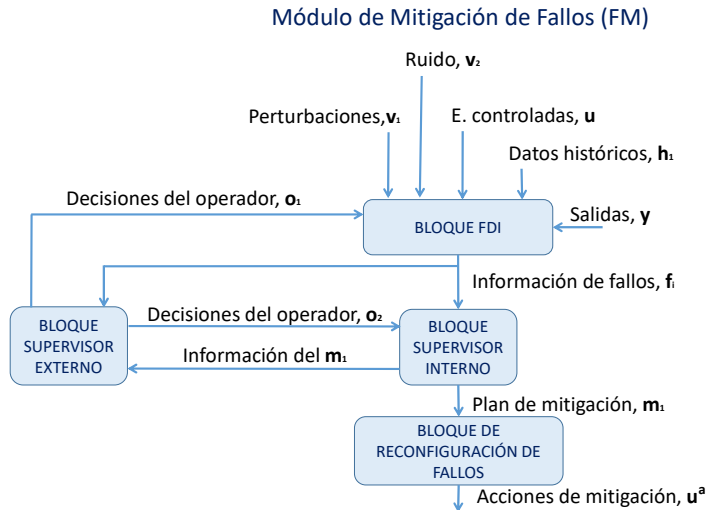


Figura 4.3 Detalles del Módulo FM.

- La monitorización e interacción con los operarios se lleva a cabo en el bloque supervisor externo, External Supervisor Block (ESB) en inglés.
- El plan de mitigación de fallos automático lo proporciona el bloque supervisor interno, Internal Supervisor Block (ISB) en inglés.
- El bloque de reconfiguración de fallos, Fault Reconfiguration Block (FRB) en inglés, ejecuta la acción de mitigación del fallo si corresponde.

Para el correcto funcionamiento de los diferentes bloques es necesario que exista un flujo de información entre ellos, pudiendo además interactuar con el operario mediante el ESB. A continuación se detalla este flujo de información que puede ser visto de forma gráfica en la figura 4.3: cuando el FDIB realiza el diagnóstico del fallo, envía esta información al resto de bloques a través de la variable f_i . En función de decisiones del operario o_2 el bloque supervisor interno determina el plan de mitigación m_1 que será enviado al FRB y al ESB. El ESB es la interfaz de usuario que suele ser un sistema SCADA y se encarga de monitorizar el estado de la planta y el plan de contingencia llevado a cabo. Por otro lado, permite que el operador pueda tomar decisiones que afecten al modo de funcionamiento del FDIB y del ISB mediante o_1 y o_2 respectivamente. Por último, una vez recibida la información de fallos f_1 y el plan de mitigación m_1 , el FRB envía las acciones de mitigación u^a al controlador del sistema.

4.2 Diagnóstico de fallos

Desde la perspectiva del EMS interesa conocer en qué subsistema se ha producido el fallo y si se trata de una avería, de un fallo o de una desviación del comportamiento nominal aceptable. En el caso de un fallo, además sería preciso saber si se trata de un fallo total o parcial y en qué proporción. Con tal fin, es necesario incluir un proceso de detección e identificación de fallos.

Todos los métodos de diagnóstico de fallos conocidos tienen sus ventajas e inconvenientes. Por este motivo, parece que el enfoque más apropiado es el que combina varios métodos para llevar a cabo las tareas de detección y aislamiento del fallo.

Una vez analizados los posibles fallos que pueden ocurrir en la planta desde el punto de vista del EMS, en esta tesis se ha optado por un sistema de diagnóstico de fallos híbrido en el cual se utiliza el método de ecuaciones de paridad para fallos abruptos, totales y parciales y un método basado en señales que aprovecha la redundancia física de sensores para los fallos abruptos en la batería de plomo ácido. Los fallos por degradación se evalúan periódicamente mediante la caracterización de los ESS y se realiza con la planta fuera de servicio.

4.3 Métodos de robustez propuestos

Un inconveniente del método de ecuaciones de paridad es la interferencia que causan los ruidos, perturbaciones y errores de modelado en el diagnóstico efectivo del fallo. Para paliar este hecho, se han desarrollado dos métodos novedosos que agregan robustez al método tradicional. Uno de ellos basado en la robustez activa (ver definición en 2.3.1), propone utilizar un modelo variante en el tiempo para el diagnóstico de fallos sin añadir excesiva carga computacional; el otro basado en la robustez pasiva (ver definición en 2.3.1), intenta paliar además los efectos de posibles perturbaciones y ruido mediante el historial del proceso.

4.3.1 Método de robustez activa: uso de modelo adaptativo para el cálculo de residuos

En la sección 3.1.8 se muestra el modelo usado en el MPC. Este modelo resulta suficiente en este tipo de sistemas para obtener un modelo orientado al control, sin embargo, no resulta suficientemente robusto cuando se utiliza para realizar los cálculos de diagnóstico de fallos. En esta sección se presenta un método que busca aumentar la robustez del diagnóstico de fallos mediante un método novedoso de robustez actuando en la generación de residuos.

En el modelo utilizado por el MPC las matrices B y E (ecuaciones 3.15 y 3.16) están compuestas por términos constantes que indican la media del coeficiente de conversión de energía en los diferentes ESSs. Estos coeficientes han sido obtenidos para distintos puntos de operación, tal y como se describe en la sección 3.1.8. En este caso, el modelo considerado para control es invariante en el tiempo.

Este método propone utilizar un modelo variante en el tiempo para el diagnóstico de fallos distinto al usado por el MPC. En este caso la matriz B no está definida por coeficientes

constantes, de modo que los coeficientes de B cambian en cada tiempo de muestreo de acuerdo a una expresión del tipo:

$$z = f(x, y) \quad (4.1)$$

donde z representa el valor del coeficiente de conversión de energía actualizado para cada tiempo de muestreo, x el nivel de carga actual del ESS y y el valor de la potencia. Por tanto, la novedad de este método radica en determinar la componente B_{ij} de la matriz B mediante una función f que depende del nivel de carga actual, x_{ij} y la potencia actual, y_{ij} , en cada instante de tiempo. La expresión de la matriz B quedaría:

$$B = \begin{bmatrix} B_{11} = f(x_{11}, y_{11}) & B_{12} = f(x_{12}, y_{12}) & \dots & B_{1j} = f(x_{1j}, y_{1j}) \\ B_{21} = f(x_{21}, y_{21}) & B_{22} = f(x_{22}, y_{22}) & \dots & B_{2j} = f(x_{2j}, y_{2j}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ B_{i1} = f(x_{i1}, y_{i1}) & B_{i2} = f(x_{i2}, y_{i2}) & \dots & B_{ij} = f(x_{ij}, y_{ij}) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Análogamente la matriz E sería

$$E = \begin{bmatrix} E_{11} = f(x_{11}, y_{11}) & E_{12} = f(x_{12}, y_{12}) & \dots & E_{1j} = f(x_{1j}, y_{1j}) \\ E_{21} = f(x_{21}, y_{21}) & E_{22} = f(x_{22}, y_{22}) & \dots & E_{2j} = f(x_{2j}, y_{2j}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ E_{i1} = f(x_{i1}, y_{i1}) & E_{i2} = f(x_{i2}, y_{i2}) & \dots & E_{ij} = f(x_{ij}, y_{ij}) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

La función f que determina cada coeficiente de las matrices B y E se determina a partir de los resultados obtenidos en las simulaciones previas realizadas mediante Simugrid. Para ello se realizó un conjunto de pruebas para diferentes puntos de operación.

A continuación se expone la caracterización realizada para los ESSs que componen la microrred real en la cual se ha validado el método propuesto.

1. Banco de baterías de plomo ácido.

Se realizaron ensayos para diferentes niveles de carga, del 20 % al 80 % en intervalos de un 10 %. Para cada nivel de carga se hicieron varios ensayos con distintos valores de potencia que van de -2200W a 2200W en intervalos de 200W, tanto en carga como en descarga. Por tanto, se realizan un total de 154 ensayos para caracterizar el ESS. Para cada ensayo se calcula el coeficiente de conversión de energía correspondiente. El resultado de los ensayos se muestra en las figuras 4.4 y 4.5 para carga y descarga, respectivamente.

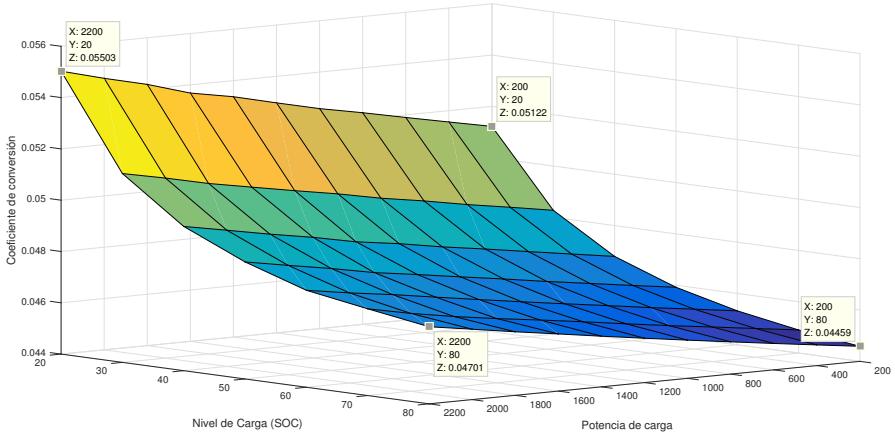


Figura 4.4 Caracterización del banco de baterías de plomo ácido en carga.

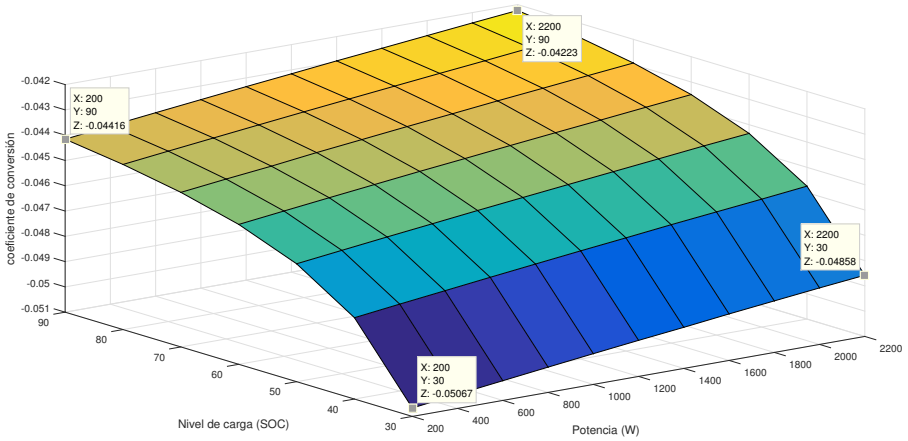


Figura 4.5 Caracterización del banco de baterías de plomo ácido en descarga.

A partir de los datos obtenidos se genera una función que depende del nivel de carga x y de la potencia y actual, actualizando los parámetros B_{ij} de la matriz B correspondientes en cada tiempo de muestreo, siendo:

$$z = e^{(-0.11x-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y + 0.04459 \quad (4.4)$$

$$z = -e^{(-0.09x-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y - 0.04459 \quad (4.5)$$

para carga y descarga respectivamente.

2. Banco de baterías de ion-litio.

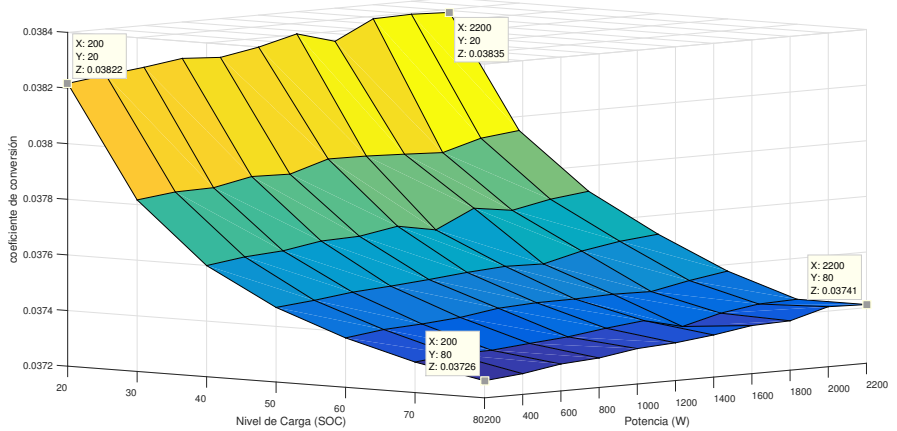


Figura 4.6 Caracterización del banco de baterías de ion litio en carga.

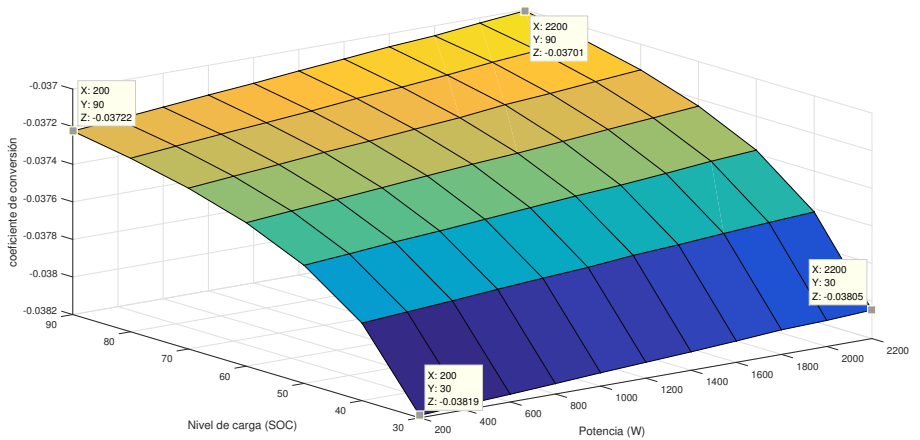


Figura 4.7 Caracterización del banco de baterías de ion litio en descarga.

Se utiliza el mismo procedimiento que en el caso anterior los resultados obtenidos para los coeficientes se muestran en las figuras 4.6 y 4.7. Las respectivas ecuaciones

que definen ambas superficies son

$$z = e^{(-0.076x-5)} + 1 \cdot 10^7 y + 0.03720 \quad (4.6)$$

$$z = -e^{(-0.056x-5)} + 1 \cdot 10^7 y - 0.03720 \quad (4.7)$$

3. Depósitos de hidruros metálicos.

Se utiliza el mismo procedimiento que en casos anteriores. Los resultados obtenidos para los coeficientes se muestran en las figuras 4.8 y 4.9. Las respectivas ecuaciones que definen ambas superficies son

$$z = -5 \cdot 10^{-98} \cdot e^{(0.1x-1 \cdot 10^{-3})} + 2 \cdot 10^{-3} y + 0.19 \quad (4.8)$$

$$z = -e^{(-0.059x-5)} + 1 \cdot 10^7 y - 0.03719 \quad (4.9)$$

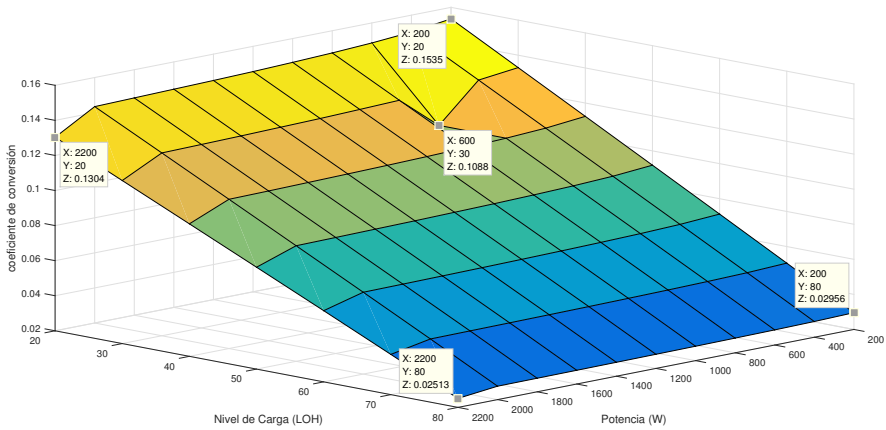


Figura 4.8 Caracterización del subsistema de almacenamiento de energía mediante H_2 en carga.

El método propuesto busca obtener una función que determine el valor de B en cada tiempo de muestreo minimizando el tiempo empleado en la caracterización de los equipos a la vez que aumenta la robustez en la generación de residuos.

Una vez se han obtenido las funciones de caracterización de los equipos, se presentan los resultados obtenidos para las matrices $B_{3 \times 3}$ y $E_{3 \times 1}$ de la planta real:

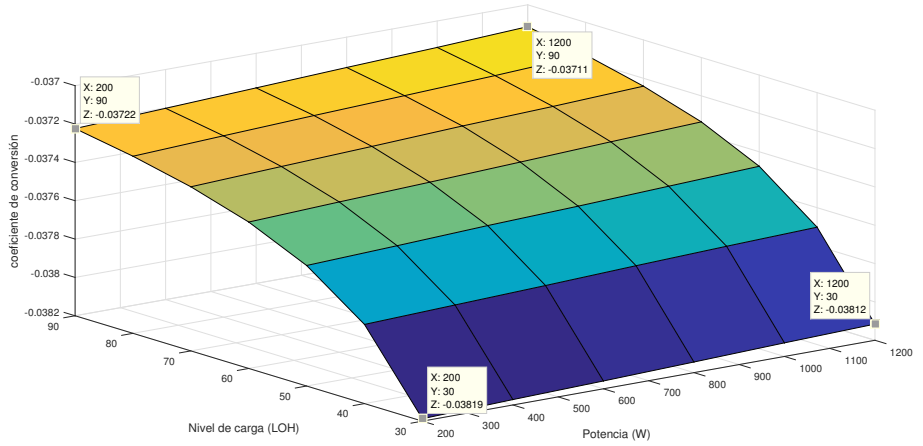


Figura 4.9 Caracterización del subsistema de almacenamiento de energía en descarga.

- Coeficientes de la matriz B de la planta:

$$B_{11} = e^{(-0.11x_{11}-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} < 0 \quad (4.10)$$

$$B_{11} = -e^{(-0.09x_{11}-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} > 0 \quad (4.11)$$

$$B_{12} = e^{(-0.11x_{11}-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} < 0 \quad (4.12)$$

$$B_{12} = -e^{(-0.09x_{11}-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} > 0 \quad (4.13)$$

$$B_{13} = e^{(-0.11x_{11}-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} < 0 \quad (4.14)$$

$$B_{13} = -e^{(-0.09x_{11}-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} > 0 \quad (4.15)$$

$$B_{21} = -5 \cdot 10^{-98} \cdot e^{(0.1x_{21}-1 \cdot 10^{-3})} + 2 \cdot 10 - 3y_{21} + 0.19 \forall P_{H2} < 0 \quad (4.16)$$

$$B_{21} = -e^{(-0.059x-5)} + 1 \cdot 10^7y - 0.03719 \forall P_{H2} > 0 \quad (4.17)$$

$$B_{22} = 0 \quad (4.18)$$

$$B_{23} = 0 \quad (4.19)$$

$$B_{31} = 0 \quad (4.20)$$

$$B_{32} = 0 \quad (4.21)$$

$$B_{33} = e^{(-0.076x_{33}-5)} + 1 \cdot 10^7y_{33} + 0.03720 \forall P_{li} < 0 \quad (4.22)$$

$$B_{33} = e^{(-0.056x_{33}-5)} + 1 \cdot 10^7y_{33} + 0.03720 \forall P_{li} > 0 \quad (4.23)$$

- Coeficientes de la matriz E de la planta:

$$E_{11} = e^{(-0.11x_{11}-2)} + 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} < 0 \quad (4.24)$$

$$E_{11} = -e^{(-0.09x_{11}-2)} + 1 \cdot 10^{-6}y_{11} + 0.04459 \forall P_{le} > 0 \quad (4.25)$$

$$E_{21} = 0 \quad (4.26)$$

$$E_{31} = 0 \quad (4.27)$$

Una vez obtenido el valor de las matrices B y E , se generan los residuos en cada tiempo de muestreo siguiendo el procedimiento descrito en la sección 2.3.6.

Una forma de conseguir resultados similares sería obteniendo la matriz B en cada tiempo de muestreo a partir de una matriz que contenga los valores del coeficiente de conversión de energía de cada ESS en función del nivel de carga y de la potencia. La exactitud del modelo quedaría entonces supeditada al tamaño de dicha matriz. El tamaño de la matriz no supondría un problema en simulación, sin embargo, en la planta real supondría un esfuerzo y un gasto de recursos que en ocasiones podría ser complicado alcanzar.

A continuación se muestran los resultados obtenidos tras aplicar este método en simulación sobre la planta real de estudio usando el paquete Simugrid.

4.3.2 Ensayo 1: robustez activa

Los resultados se presentan en dos escenarios diferentes; sin fallos y con fallos pero sin mitigación. Para todos los escenarios se han utilizado los mismos perfiles de demanda y generación escalados y obtenidos de <https://demanda.ree.es/movil/peninsula> representados en la figura 4.10.

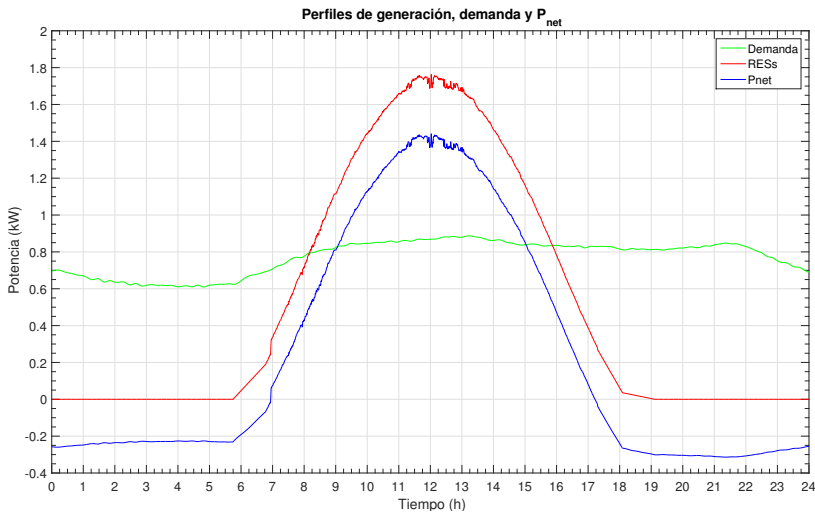


Figura 4.10 Ensayo 1. Perfiles de generación, demanda y P_{net} .

A continuación se definen, el conjunto de \mathbb{F} fallos identificados, variables f_i y residuos r_i y r_i^b :

- F_1 : fallo en el subsistema de litio.
- F_2 : fallo en la red de distribución.
- f_1 : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo en el subsistema de litio.
- f_2 : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo en la red de distribución.
- r_1 : señal residual desacoplada de P_{li} .
- r_2 : señal residual desacoplada de P_{grid} .
- r_1^b : variable binaria asociada a la señal residual r_1 .
- r_2^b : variable binaria asociada a la señal residual r_2 .

Hay que tener en cuenta que las variables f_i no están directamente asociadas con señales residuales r_i^b . La matriz S representa las relaciones estructurales entre variables f_i y r_i^b :

$$S = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Por ejemplo el fallo F_1 ocurrirá cuando $r_1^b = 0$ y $r_2^b = 1$ (fila 1 de la matriz S), lo que implica que la variable f_1 toma el valor 1.

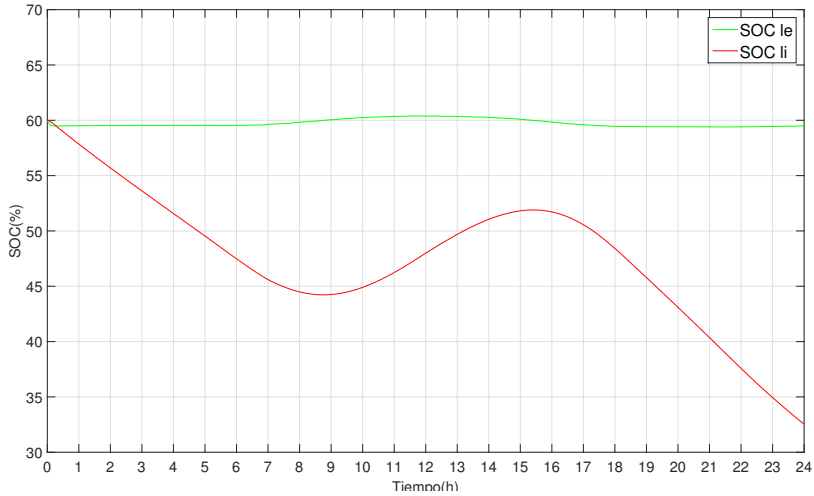


Figura 4.11 Ensayo 1. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos.

4.3.2.1 Ensayo 1 sin fallos

En las figuras 4.11, 4.12 se observa el comportamiento del sistema en ausencia de fallos. En la figura 4.13 se observan los residuos generados. Mediante el método de robustez activa desarrollado en esta tesis se ha disminuido el error generado por incertidumbres del

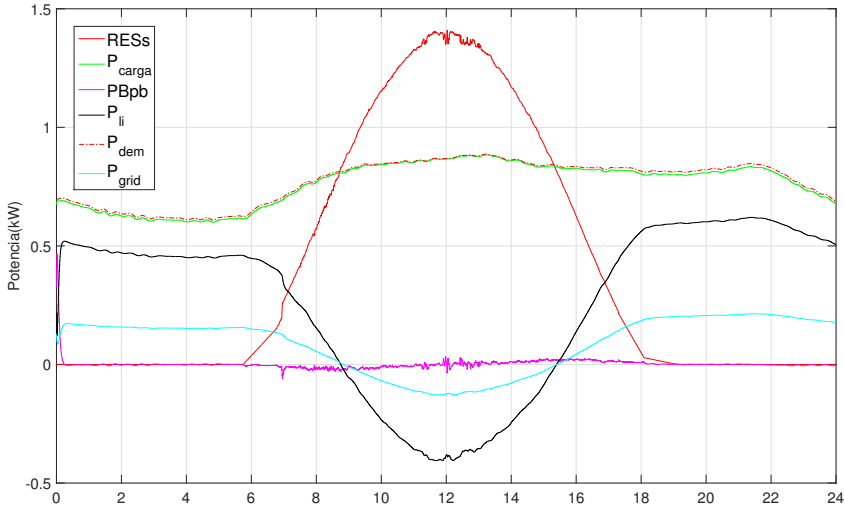


Figura 4.12 Ensayo 1. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos.

modelo. Sin embargo, se observa que el intervalo entre los umbrales β y α necesario para evitar falsos positivos sigue siendo amplio (sobre todo en el caso de r_2) por tanto pueden darse falsos negativos con relativa frecuencia.

En la figura 4.11 se representa el nivel de carga de las baterías. Se observa cómo se minimiza la variación en SOC_{le} (línea verde), mientras que SOC_{li} realiza intercambios de energía con la planta (línea negra); el factor de ponderación (δ) del SOC_{le} es mayor que el de litio.

La figura 4.12 muestra las variables de control, la entrada no manipulada P_{le} y las perturbaciones, representadas en este caso por los perfiles de generación y demanda. En este caso se puede ver cómo al no existir fallos no existen discrepancias notables entre las señales de las variables de control y las referencias dadas por el MPC.

4.3.2.2 Ensayo 1 con fallos pero sin mitigación

En esta sección se presenta el caso con fallos pero sin ejecutar acciones de mitigación. Se provoca artificialmente un fallo del 100% en P_{grid} a las 17:00h aproximadamente. En el periodo posterior al fallo la microrred se comporta igual que en la sección anterior. En las figuras 4.14 y 4.15 se muestra el comportamiento del sistema.

La validez del método de robustez propuesto se puede observar en la figura 4.16, donde el valor de r_1 excede el umbral cuando ocurre el fallo mientras r_2 permanece a cero. De acuerdo a la matriz S (ecuación 4.28) se ha producido un fallo en la red de distribución (F_2).

Se espera que P_{grid} ayude a satisfacer parte de la energía demandada pero debido al fallo esto no sucede. El déficit de energía de P_{grid} debido al fallo es satisfecho por P_{li} lo que provoca una disminución en su estado de carga superior al del caso anterior, comparar figuras 4.11 y 4.14. El SOC de las baterías de plomo ácido permanece prácticamente

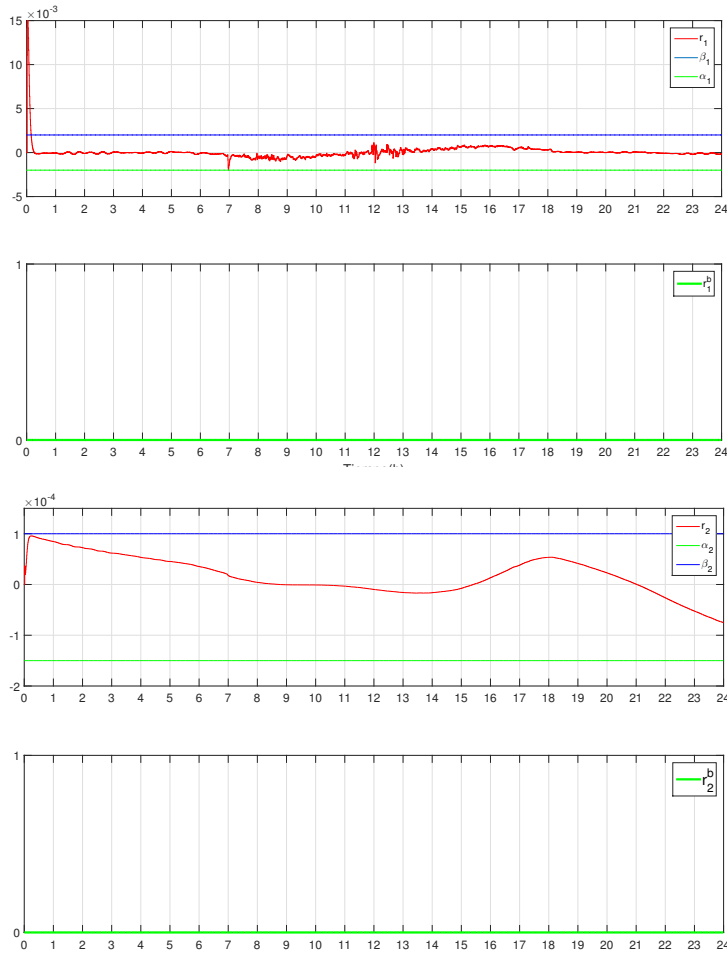


Figura 4.13 Ensayo 1. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos.

invariante tal y cómo sucedía en el caso sin fallos. En las figuras 4.14 y 4.15 se puede observar que a las 22:00 la simulación se interrumpe debido a que no se encuentra ninguna solución factible para satisfacer la demanda. En ausencia de reconfiguración no se realizan cambios en los parámetros iniciales del MPC.

4.3.3 Método de robustez pasiva: uso de conceptos de los sistemas estocásticos para el cálculo de umbrales

Este novedoso procedimiento pretende mejorar el diagnóstico de fallos mediante un método de robustez pasiva. Se asume la incertidumbre originada en la generación de residuos y se optimizan los umbrales que han de superar estos para que se considere la existencia

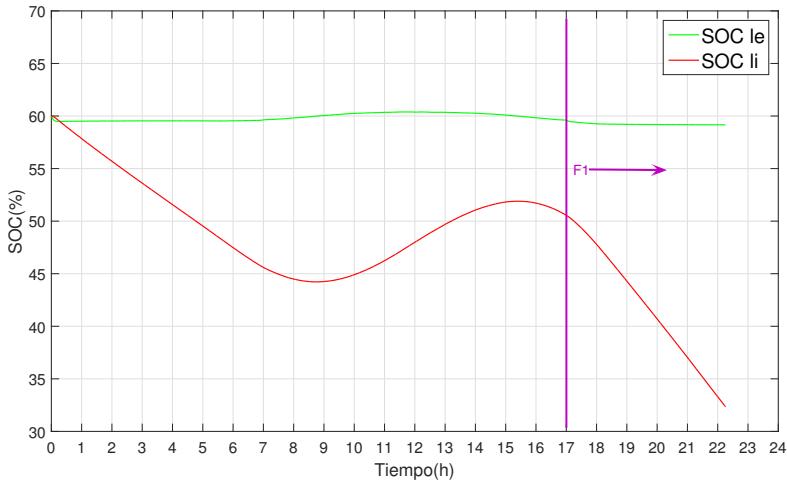


Figura 4.14 Ensayo 1. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} sin mitigación.

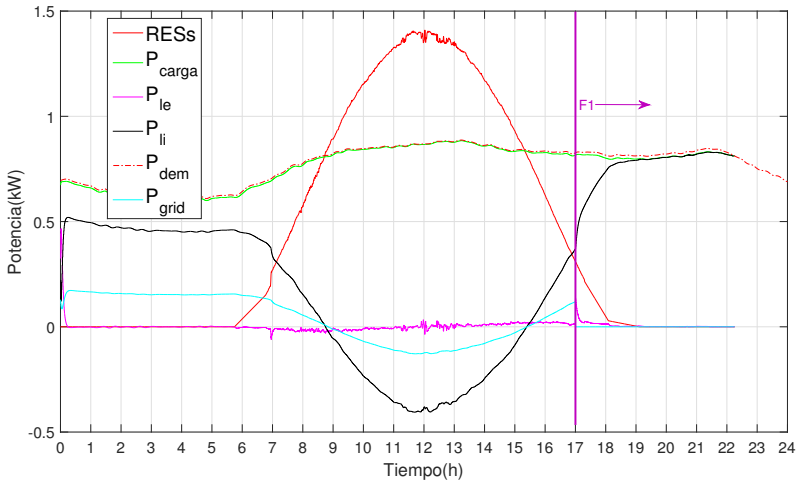


Figura 4.15 Ensayo 1. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} sin mitigación.

de un fallo. Este procedimiento ha sido publicado en [64] con datos experimentales. De este modo, si los residuos no superan el conjunto de valores permitidos no se considera la existencia de fallos, minimizando la generación de falsos positivos debido a errores de modelado, ruidos o perturbaciones. Sin embargo, esto trae consigo el inconveniente de no detectar fallos pequeños puesto que no superan los umbrales, es decir, pueden existir

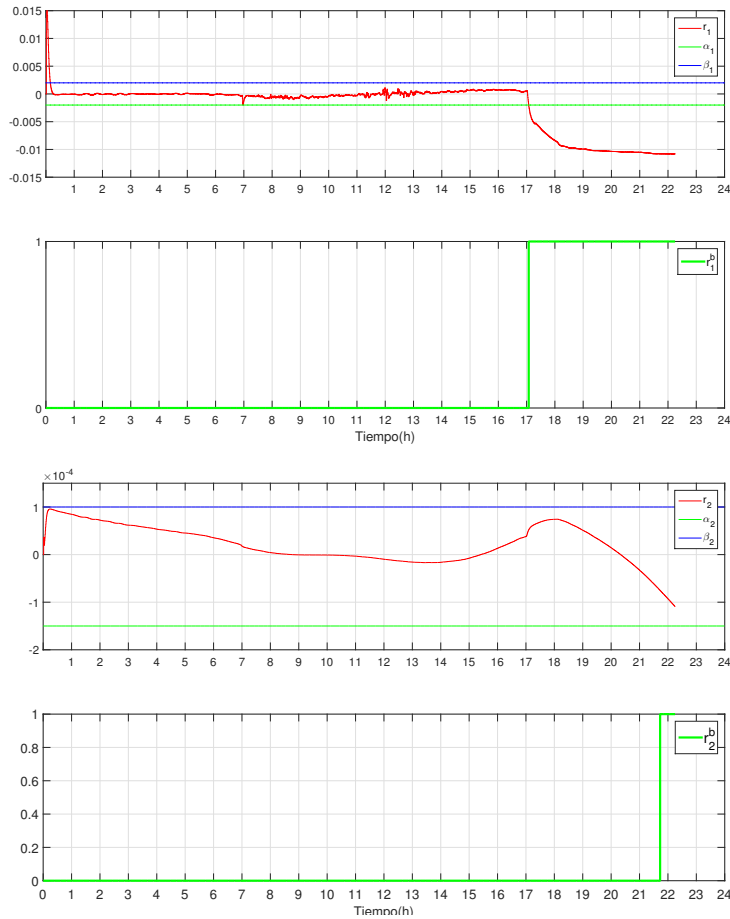


Figura 4.16 Ensayo1. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} sin mitigación.

falsos negativos.

Idealmente en un sistema de diagnóstico de fallos tanto la sensibilidad como la especificidad deberían tener un valor igual a 1, y una tasa de falsos negativos y falsos positivos igual a 0. En la práctica este objetivo difícilmente se puede lograr. El método propuesto busca optimizar el valor de la sensibilidad y especificidad del diagnóstico de fallos a través de un compromiso que minimice el número de falsos negativos y falsos positivos.

En el método tradicional de ecuaciones de paridad los umbrales son fijos o se determinan en función de criterios empíricos o analíticos basados por ejemplo en: las condiciones de operación del proceso, el régimen de funcionamiento (transitorio o permanente), etc.

La bondad del método de ecuaciones de paridad depende entre otros factores de variables aleatorias como las perturbaciones o el ruido. Estas variables son causa de incertidumbre en

el diagnóstico de los fallos. A razón de lo antes expuesto, los residuos generados mediante el método de ecuaciones de paridad pueden ser tratados como variables sometidas a influencias o efectos aleatorios que constituyen un proceso estocástico. Así pues, se pueden tratar como procesos dinámicos en los que hay cierta aleatoriedad. El método propuesto en esta tesis intenta optimizar en cada tiempo de muestreo el valor de los umbrales en procesos con variables estocásticas a través de técnicas de teoría de la probabilidad.

La teoría de la probabilidad es una rama matemática ampliamente desarrollada que estudia este tipo de procesos estocásticos. Esta teoría define la variable aleatoria como la función matemática que asigna un número a un experimento aleatorio, es decir, una variable aleatoria es una función que intenta describir los resultados de un evento aleatorio. Así mismo, una variable aleatoria continua es aquella que puede asumir un número incontable de valores. Por tanto, los residuos serán tratados como variables aleatorias continuas.

La función que describe la probabilidad relativa que tiene una variable aleatoria de tomar un valor determinado se denomina función de densidad de probabilidad, Probability Density Function (PDF) en inglés. Cumple las siguientes condiciones:

1. Para todos los valores de x

$$f(x) \geq 0 \quad (4.29)$$

2. El área bajo la curva de $f(x)$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = P(-\infty \leq X \leq \infty) = 1 \quad (4.30)$$

Siendo X el valor de la variable aleatoria, x el valor de la variable real (eje de abscisas) y P la probabilidad que va de 0 a 1.

La Cumulative Distribution Function (CDF) es la probabilidad de que una variable aleatoria sea menor o igual a un valor determinado, es decir, siendo X una variable aleatoria continua con una PDF $f(x)$, la CDF de X es

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x)dx = P(X \leq x) \quad (4.31)$$

La ecuación (4.31) a su vez establece la relación entre la PDF y la CDF.

Para obtener el valor de x asociado con una probabilidad acumulada específica p , se utiliza la Inverse Cumulative Distribution Function (ICDF). Formalmente para una distribución continua y estrictamente monótona la ICDF devuelve un valor de x tal que

$$\mathbb{P}\{X \leq x\} = p \quad (4.32)$$

Recapitulando, los residuos están influenciados por variables aleatorias y por consiguiente pueden constituir un proceso estocástico. Así que, haciendo uso de conceptos de teoría de la probabilidad se podría calcular un umbral $\gamma(t)$ con una probabilidad p de que el residuo generado $r(t)$ tenga un valor igual o menor que dicho umbral en ausencia de fallos.

Análogamente a la ecuación (4.32)

$$\mathbb{P}\{r(t) \leq \gamma(t)\} = p \quad (4.33)$$

Por tanto, la probabilidad de que se produzca un falso positivo es de $1 - p$. De este modo si p es elevada disminuye la probabilidad de que se den falsos positivos pero aumenta la probabilidad de que se produzcan falsos negativos. Por este motivo, para optimizar el umbral es necesario conseguir un compromiso entre sensibilidad y especificidad.

En definitiva, este método propone calcular en cada instante de tiempo t el umbral superior $\gamma_i(t)$ e inferior $\beta_i(t)$ cuyo intervalo debe contener al residuo $r_i(t)$ en ausencia de fallos. Se expresa como:

$$\mathbb{P}\{\beta_i(t) \leq r_i(t) \leq \gamma_i(t)\} = F_{r(t)}(\gamma(t)) - F_{r(t)}(\beta(t)) \quad (4.34)$$

Siendo $F_{r(t)}$ en este caso el valor de la CDF de una distribución normal.

Para calcular los umbrales se utiliza un conjunto de datos históricos experimentales en escenarios ausentes de fallos a partir de los cuales se realiza el cálculo de los residuos históricos. Estos datos son recogidos en la planta y se utilizan para obtener la PDF. Matemáticamente el planteamiento del problema se podría resolver como

$$\begin{aligned} \max \gamma_i(t) \quad & s.t. \\ \mathbb{P}\{r_i^h(t) \geq \gamma_i(t)\} & \geq 1 - p, \quad \forall i \forall t \end{aligned} \quad (4.35)$$

$$\begin{aligned} \min \beta_i(t) \quad & s.t. \\ \mathbb{P}\{r_i^h(t) \leq \beta_i(t)\} & \leq p, \quad \forall i \forall t \end{aligned} \quad (4.36)$$

donde \mathbb{P} es la distribución de probabilidad, r_i^h es el histórico del residuo i , γ_i representa el umbral superior del residuo r_i , β_i el umbral inferior y p representa la probabilidad. Las expresiones (4.35) y (4.36) se pueden escribir como

$$\mathbb{P}\{r_i^h(t) \geq \gamma_i(t)\} = 1 - F(\gamma_i(t)) \rightarrow \gamma_i(t) \leq F^{-1}(1 - p) \quad (4.37)$$

$$\mathbb{P}\{r_i^h(t) \leq \beta_i(t)\} = F(\beta_i(t)) \rightarrow \beta_i(t) \geq F^{-1}(p) \quad (4.38)$$

siendo F la CDF y F^{-1} la ICDF.

Los umbrales estocásticos variables en el tiempo son generados en cada tiempo de muestreo utilizando restricciones de probabilidad [58].

La amplitud del intervalo $[\gamma_i(t), \beta_i(t)]$ determina el tamaño del fallo mínimo que puede ser detectado en valores absolutos. De igual modo, se puede determinar la amplitud máxima del intervalo a partir del fallo máximo inadmisibile en cada subsistema. A partir de este concepto se obtiene de forma experimental un valor de compromiso de p . Este parámetro influye de forma directa en la sensibilidad y especificidad del FDI. En función del sistema o

del modo de operación de la planta se podría cambiar su valor online mediante el supervisor externo.

Para determinar si un residuo $r_i(t)$ distinto de cero revela un fallo, una nueva variable booleana $r_i^b \in \{0,1\}^{n_r}$ se empareja con r_i . Se calcula de acuerdo a

$$r_i^b(t) = \begin{cases} 1 & \text{si } r_i(t) > \gamma_i(t) \text{ or } r_i(t) < \beta_i(t) \\ 0 & \text{si } \beta_i(t) \leq r_i(t) \leq \gamma_i(t) \end{cases} \forall t, i \quad (4.39)$$

4.3.4 Ensayo 2: robustez pasiva

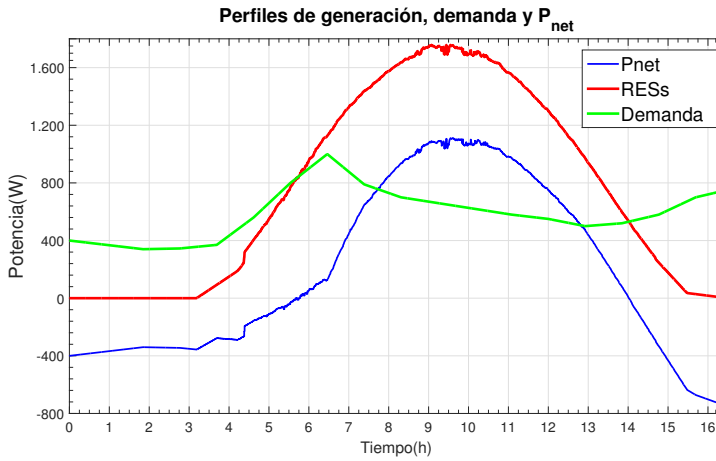


Figura 4.17 Ensayo 2. Perfil de generación, demanda y P_{net} .

A continuación se muestra un ensayo experimental realizado en la planta. Para el cálculo de los umbrales se han utilizado datos históricos de la planta real. Las desviaciones estándar obtenidas a partir de estos datos para los residuos r_1 y r_2 , respectivamente, son:

$$\sigma_{r1}^h = 5.7189 \cdot 10^{-4}; \quad \sigma_{r2}^h = 0.0077; \quad (4.40)$$

La media se obtiene en cada tiempo de muestreo a partir de los datos obtenidos durante el ensayo para una ventana de tiempo $(t + n_1)$. En el caso presentado en este ensayo $n_1 = 6$.

El objetivo del sistema de control es satisfacer la demanda utilizando la generación renovable disponible y la energía almacenada de forma óptima cumpliendo con las limitaciones y fallos operativos.

Se describen dos escenarios reales diferentes para ilustrar el método. El primer escenario muestra una operación normal en la planta donde no hay ocurrencias de fallos. El segundo escenario considera un fallo en el subsistema de baterías de litio; se detecta pero no se ejecutan acciones de reconfiguración. En este caso no estaba operativo el subsistema de H_2 . Los perfiles de generación y demanda representan de forma escalada los perfiles obtenidos

de <https://demanda.ree.es/movil/peninsula> para el 25 de Octubre de 2019. Se exponen en la figura 4.17.

Los fallos que se pueden abordar en este estudio son, en general, desviaciones anormales de la corriente eléctrica de los valores esperados proporcionados por el modelo y las restricciones de operación. A continuación se definen, el conjunto de \mathbb{F} fallos identificados, variables f_i y residuos r_i y r_i^b :

- F_1 : fallo en el subsistema de litio.
- F_2 : fallo en la red de distribución.
- f_1 : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo en el subsistema de litio.
- f_2 : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo en la red de distribución.
- r_1 : señal residual desacoplada de P_{li} .
- r_2 : señal residual desacoplada de P_{grid} .
- r_1^b : variable binaria asociada a la señal residual r_1 .
- r_2^b : variable binaria asociada a la señal residual r_2 .

Como se mencionó anteriormente hay que tener en cuenta que las variables f_i no están directamente asociadas con señales residuales r_i^b . La matriz S representa las relaciones estructurales entre variables f_i y r_i^b :

$$S = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

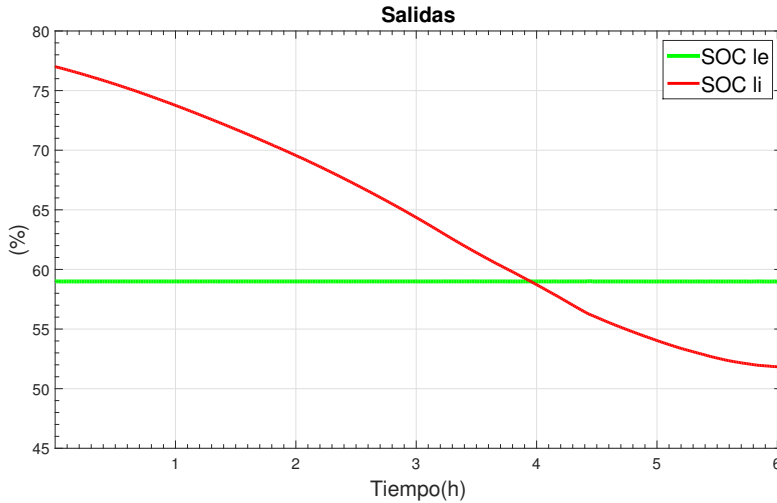


Figura 4.18 Ensayo 2. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos.

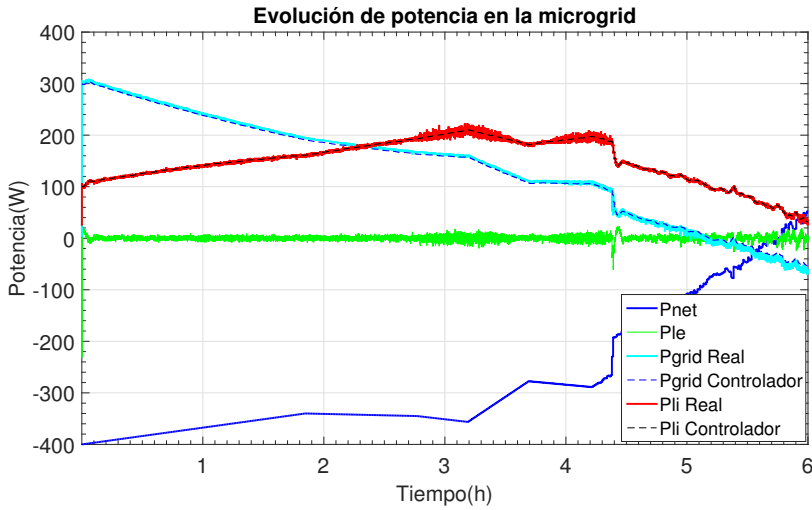


Figura 4.19 Ensayo 2. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos.

4.3.4.1 Ensayo 2 sin fallos

Este experimento real muestra el desempeño del método de robustez pasiva en ausencia de fallos, para ello se consideran los perfiles de la figura 4.17 en un período de tiempo de 0 a 22000 s (6 horas aproximadamente). No hay fallos reales y el módulo FMM no identifica ningún fallo. La planta opera regularmente satisfaciendo la demanda y manteniendo el SOC de las baterías en valores de seguridad. Las figuras 4.18 y 4.19 presentan el comportamiento de la planta en ausencia de fallos y la figura 4.20 muestra los residuos generados y los umbrales calculados mediante el método estocástico para el cálculo de umbrales.

Como puede verse en la figura 4.20, r_2 en este caso alcanza valores del orden de 10^{-2} (comparar con r_2 de la figura 4.13). Sin embargo, la generación de umbrales mediante el método estocástico para el cálculo de umbrales mejora el desempeño alcanzado. En la sección 4.6 se realiza una comparación detallada de los diferentes métodos que se han empleado para aumentar la robustez.

La figura 4.18 representa el estado de carga de las baterías. Normalmente, se desean valores intermedios de SOC, con una cantidad de energía almacenada que se puede utilizar cuando la microrred presenta una situación de déficit energético, pero también capacidad de almacenamiento de exceso de energía. Se puede ver cómo el MPC intenta minimizar la variación en SOC_{le} (línea verde continua), mientras absorbe los cambios SOC_{li} (línea roja discontinua); el factor de ponderación de SOC_{le} es mayor que el de SOC_{li} (1 y 10^{-5} , respectivamente).

La figura 4.19 muestra las variables de control P_{li} y P_{grid} así como la entrada no manipulada P_{le} y la perturbación P_{net} . Se puede apreciar cómo la entrada P_{le} presenta la dinámica más rápida. Si, $P_{net} < 0$ la generación solar no es suficiente y el controlador satisface la demanda con la red principal ($P_{grid} > 0$) y la batería de litio ($P_{li} > 0$). El fuerte aumento de P_{net} para $t = 15800$ s (4:20 horas aproximadamente) hace que las variables de control se adapten a esta perturbación.

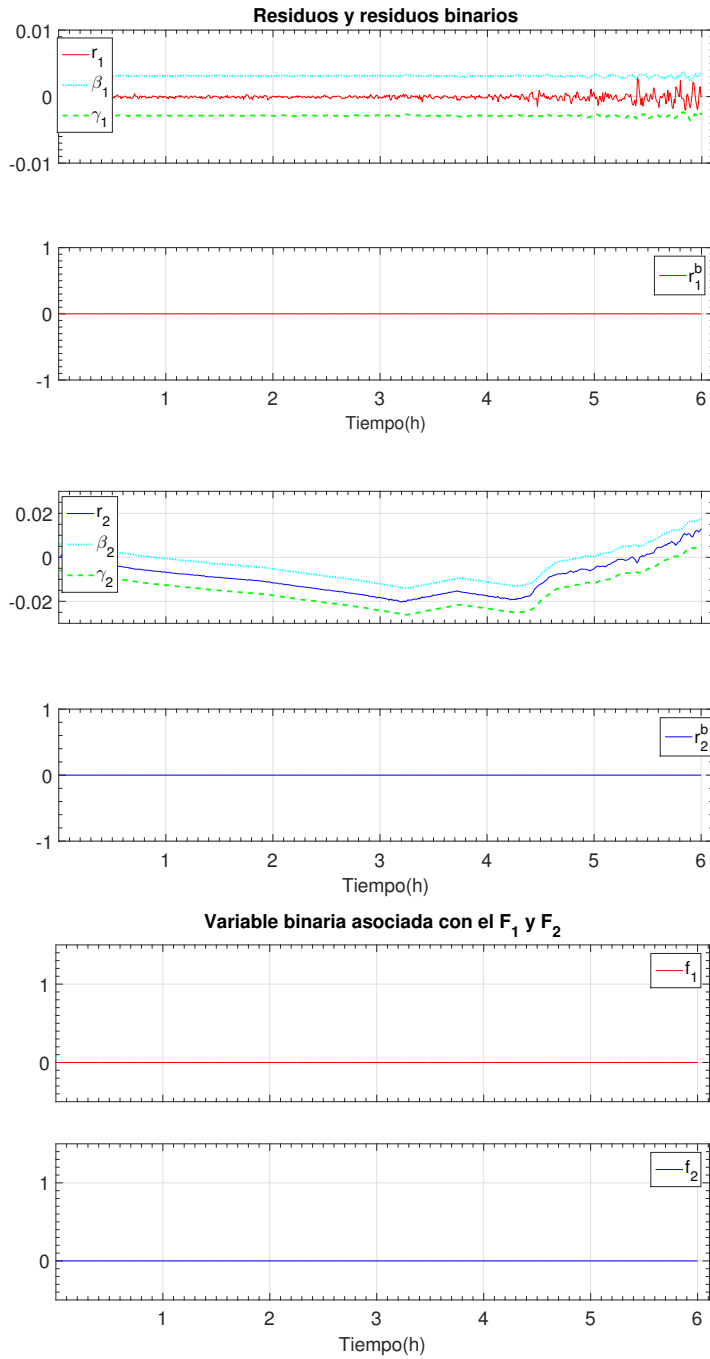


Figura 4.20 Ensayo 2. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos.

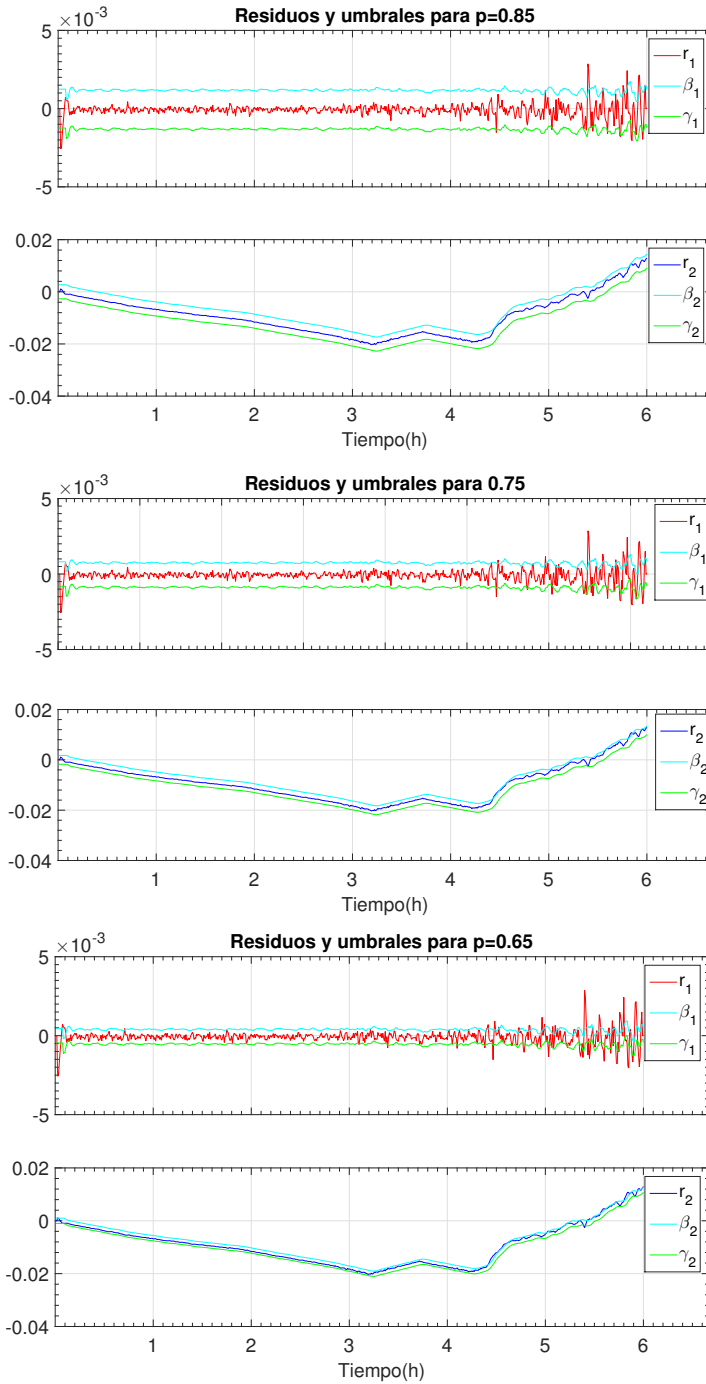


Figura 4.21 Señales de residuos, umbrales y residuos binarios para distintos valores de p .

Se pueden observar dos señales diferentes para P_{grid} y P_{li} en las figura 4.19. P_{grid} *Controlador* y P_{li} *Controlador* son las variables que el controlador envía a la microrred mientras que P_{grid} y P_{li} son los valores reales que se miden en la microrred. Se puede observar que no existen grandes discrepancias entre ellas este hecho se refleja en las variables residuales. La figura 4.20 representa los valores de las señales residuales, r_1 , r_2 y r_3 ; los umbrales estocásticos, $(\beta$ y $\gamma)$; así como los residuos binarios, r_1^b , r_2^b y r_3^b . En este caso, las variables binarias siempre son cero y no se detectan falsos positivos como es deseable.

Con el fin de mostrar el efecto de p en el desempeño del método, en la tabla 4.1 se muestran los valores de los umbrales β_i y γ_i de las variables binarias r_i^b y f_i para el instante $t = 19440$ s (5:24 horas) con diferentes probabilidades p . En ese momento, no se han producido verdaderos fallos; sin embargo, la tabla revela que si la probabilidad es 0,85 o menos, se detectarían falsos positivos. Los casos que no se contemplan en la matriz S , serán abordados como una alarma para el sistema de control.

Tabla 4.1 Umbrales estocásticos y variables binarias para distintas probabilidades ($\ast \times 10^{-4}$).

p	r_1^*	β_1^*	γ_1^*	r_2^*	β_2^*	γ_2^*	r_1^b	r_2^b	f_1	f_2
0.95	28	29	-30	-25	52	-68	0	0	0	0
0.85	28	9	-15	-25	19	-35	1	0	0	1
0.75	28	5	-10	-25	9	-25	1	0	0	1
0.65	28	2	-7	-25	2	-17	1	1	-	-

La figura 4.21 muestra los umbrales y residuos para los casos $p = 0.85$, $p = 0.75$ y $p = 0.65$.

4.3.4.2 Ensayo 2 con fallos pero sin mitigación

Este experimento real muestra el desempeño del método de robustez pasiva desarrollado en esta tesis cuando sucede un fallo. Se consideran los perfiles de la figura 4.17 en un período de tiempo de 0 a 11000 s (3 horas aproximadamente). A diferencia del escenario anterior, aparece un fallo provocado artificialmente en el convertidor del subsistema de baterías de litio que conecta el bus de potencia con la batería de litio en $t = 3700$ s aproximadamente. Como consecuencia se produce un fallo del 100% (fallo F_1).

Se espera que la batería de litio satisfaga la demanda requerida por el controlador; sin embargo, la demanda es satisfecha por la red de distribución. La figura 4.22 muestra cómo el SOC de la batería de litio (SOC_{li}) permanece casi invariante cuando se produce el fallo aunque el controlador esté enviando un valor distinto de cero (P_{li} *Controlador*). El SOC de la batería de plomo (SOC_{le}) se modifica poco después del fallo. Esta modificación en SOC_{le} se debe a la dinámica de la batería de plomo, es decir, la entrada no controlada P_{le} reacciona ante el controlador. La figura 4.23 ilustra esta situación y el resto de las entradas. Se puede apreciar cómo la entrada real (línea roja continua) no sigue el punto de ajuste enviado por el controlador (línea negra discontinua) y permanece con un valor distinto de cero debido a incertidumbres en las mediciones. P_{grid} y P_{grid} *Controlador* son similares porque se calculan a lo largo de la ecuación de balance de energía (ecuación 3.4).

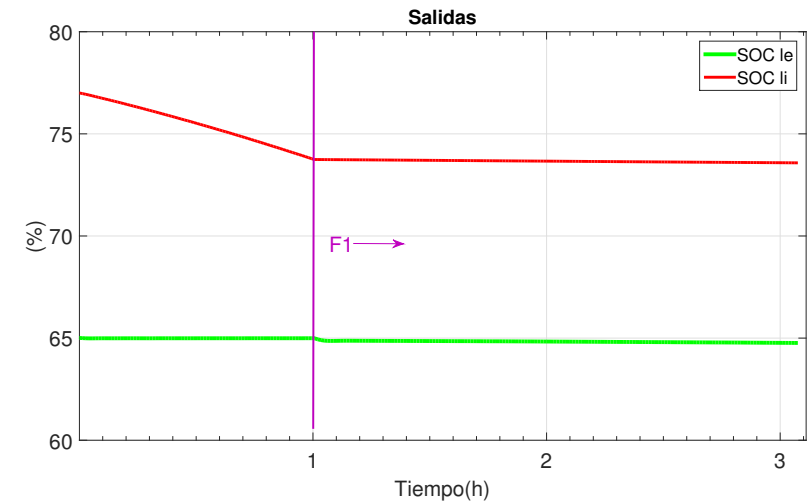


Figura 4.22 Ensayo 2. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos pero sin reconfiguración.

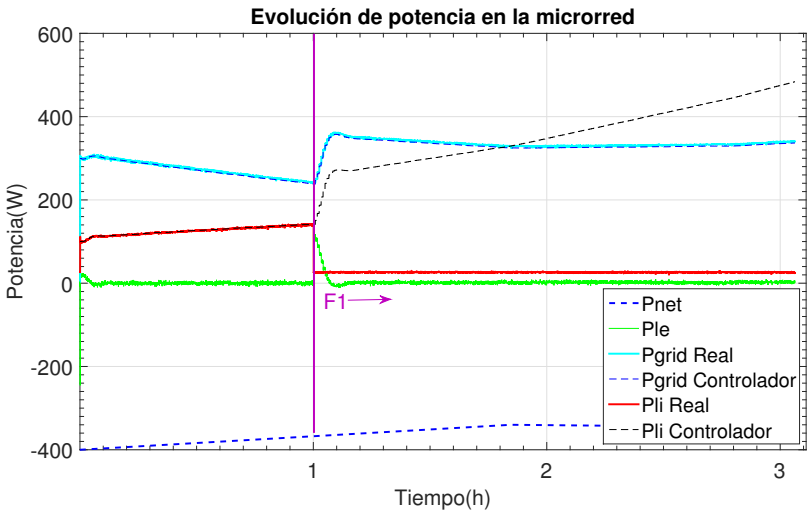


Figura 4.23 Ensayo 2. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos pero sin reconfiguración.

La figura 4.24 describe cómo se detecta el fallo. Los umbrales β_i y γ_i se calculan con un valor de confianza del 95%. Tenga en cuenta que los residuos binarios (r_i^b) toman un valor igual a 1, cuando los residuos brutos (r_i) superan los umbrales. Una vez esto sucede se puede concluir que existe alguna inconsistencia. En este caso, el residuo sale fuera de rango en el momento en que se produce el fallo y por lo tanto, $r_2^b = 1$. El aislamiento de

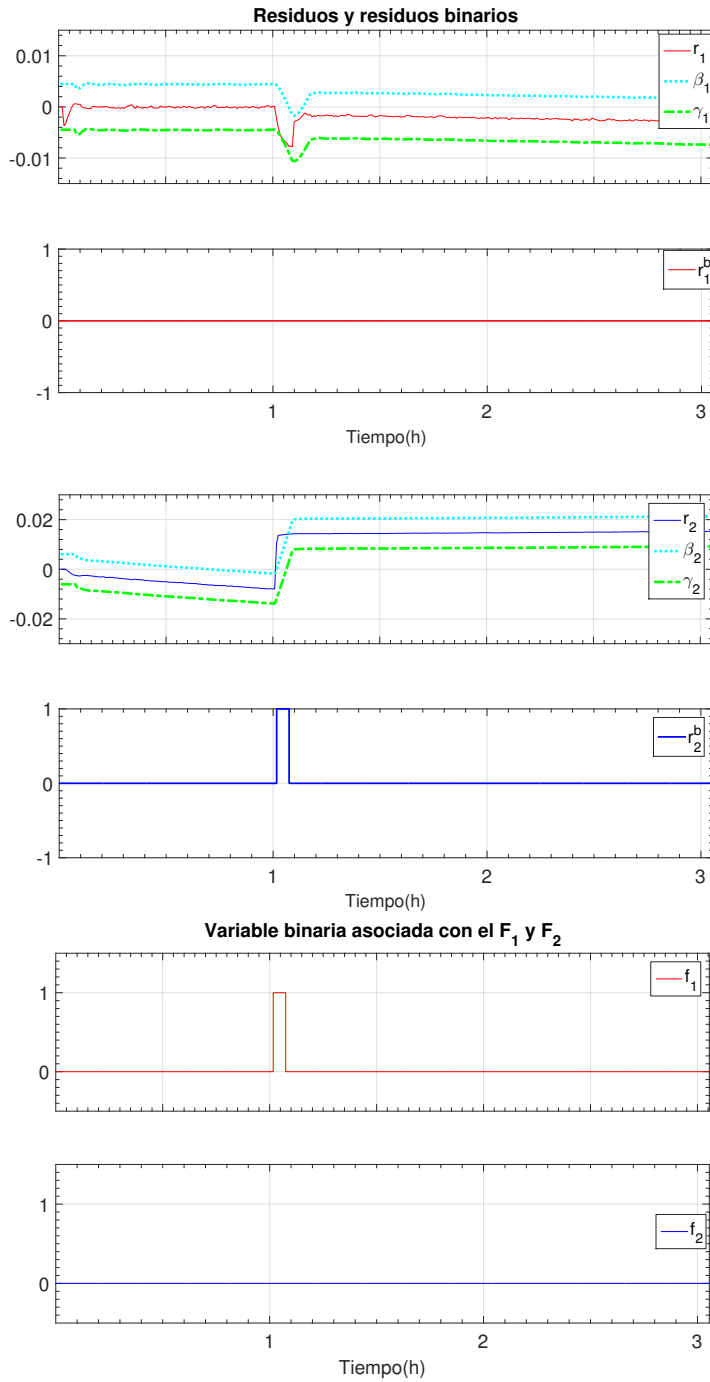


Figura 4.24 Ensayo 2. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos pero sin reconfiguración.

los fallos determina que el fallo F_1 ha aparecido debido a que $r_1^b = 0$ y $r_2^b = 1$ y por tanto f_1 se establece en 1.

Este escenario considera fallos verdaderos pero FRB no está activado y por lo tanto, no se toman acciones de reconfiguración. Esta situación podría provocar graves daños en el funcionamiento de la microrred y no cumplir los objetivos planteados inicialmente; se está enviando un set-point a la batería de litio que está fuera de servicio y además, se está satisfaciendo la demanda mediante el aumento del consumo de energía de la red principal (pérdidas económicas).

4.3.5 Método híbrido: uso de los métodos de robustez activa y robustez pasiva

Con el fin de mejorar la robustez del sistema FDI, se realiza una hibridación entre los métodos propuestos en las secciones 4.3.1 y 4.3.3, utilizando el método de Modelo Adaptativo para el cálculo de residuos como método de robustez activa junto con el método Estocástico para realizar el cálculo de los umbrales como método pasivo.

El método de robustez activa descrito en la sección 4.3.1 es válido sin realizar ninguna modificación y en esencia el método de robustez pasiva es el mismo al descrito en la sección 4.3.3. Sin embargo, hay que tener en cuenta la variación de la distribución de r_i^h debido al cambio en la generación de residuos introducida por el método de robustez activa. Teniendo esto en cuenta se calculan los residuos históricos en este nuevo escenario a partir del conjunto de datos históricos experimentales obtenidos previamente.

A continuación de muestra un ensayo experimental que pone de manifiesto el método de robustez híbrida.

4.3.6 Ensayo 3: robustez híbrida

El objetivo del sistema de control como en ensayos anteriores es satisfacer la demanda utilizando la generación renovable disponible y la energía almacenada de forma óptima cumpliendo con las limitaciones y fallos operativos. En este caso además, existen unos horarios impuestos por el nivel superior donde se prioriza la venta de energía a la red.

El bloque FDIB implementa la hibridación entre los métodos propuestos de robustez activa y robustez pasiva. Utilizando el método del Modelo Adaptativo para el cálculo de residuos como método de robustez activa junto con el método que utiliza conceptos de los procesos estocásticos para realizar el cálculo de los umbrales como método pasivo. En este caso, teniendo en cuenta que la generación de residuos se realiza mediante el método de robustez activa, las desviaciones estándar obtenidas a partir de los datos históricos de la planta para los residuos r_1 , r_2 y r_3 son:

$$\sigma_{r_1}^h = 1.91 \cdot 10^{-5}; \quad \sigma_{r_2}^h = 2.58 \cdot 10^{-4}; \quad \sigma_{r_2}^h = 5.65 \cdot 10^{-5}; \quad (4.42)$$

Se puede comprobar cómo son visiblemente inferiores al caso expuesto en la sección 4.3.4 debido a que el método de robustez activa disminuye la incertidumbre provocada por el modelo.

En esta sección se presenta un experimento real en la microrred. Existen dos periodos de funcionamiento normal, periodo de venta prioritaria a la red y periodo donde no se

prioriza la venta a la red. Los perfiles de generación y demanda representan de forma escalada los perfiles obtenidos de <https://demanda.ree.es/movil/peninsula> para el 25 de Octubre de 2019. Se exponen en la figura 4.25.

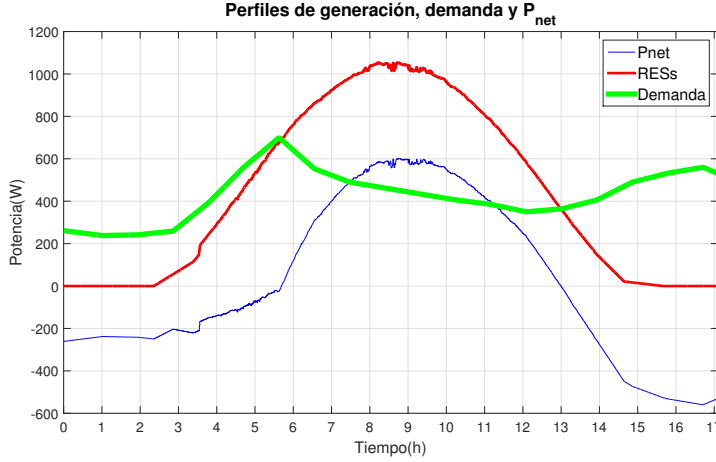


Figura 4.25 Ensayo 3. Perfil de generación, demanda y P_{net} .

Se describe un escenario real que considera un fallo del 100% en la red de distribución para ilustrar la propuesta; se detecta pero no se ejecutan acciones de reconfiguración.

Los fallos que se pueden abordar en este estudio al igual que en casos anteriores son, en general, desviaciones anormales de la corriente eléctrica respecto a los valores esperados proporcionados por el modelo y las restricciones de operación [48]. A continuación se definen, el conjunto de \mathbb{F} fallos identificados, variables f_i y residuos r_i y r_i^b :

- F_1 : fallo en el subsistema de litio.
- F_2 : fallo en el subsistema de H_2 .
- F_3 : fallo en la red de distribución.
- f_1 : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo en el subsistema de litio.
- f_2 : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo en el subsistema de H_2 .
- f_3 : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo en la red de distribución.
- r_1 : señal residual desacoplada de P_{grid} y P_{li} .
- r_2 : señal residual desacoplada de P_{li} .
- r_3 : señal residual desacoplada de P_{grid} y P_{H_2} .
- r_1^b : variable binaria asociada a la señal residual r_1 .
- r_2^b : variable binaria asociada a la señal residual r_2 .
- r_3^b : variable binaria asociada a la señal residual r_3 .

Hay que tener en cuenta que las variables f_i no están directamente asociadas con señales residuales r_i^b . La matriz S representa las relaciones estructurales entre variables f_i y r_i^b :

$$S = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.43)$$

4.3.6.1 Ensayo 3 con fallos pero sin mitigación

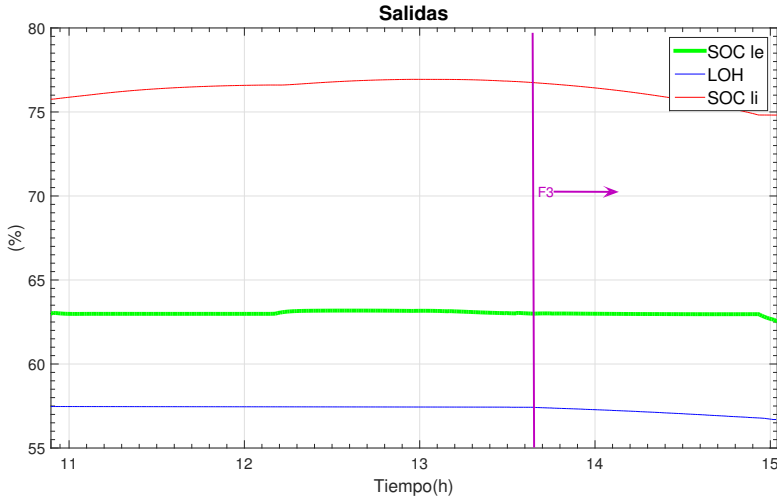


Figura 4.26 Ensayo 3. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos pero sin reconfiguración.

Este experimento real considera los perfiles de la figura 4.25. Aparece un fallo total provocado artificialmente en la red de distribución. Como consecuencia se produce un fallo del 100% (fallo F_3). En las figuras 4.26 y 4.27 se observa el comportamiento del sistema en ausencia de fallos. La validez del método de robustez híbrida se puede observar en 4.28.

En el momento del fallo el sistema se encuentra en un periodo de venta de energía prioritaria a la red impuesta por el supervisor externo. La figura 4.26 muestra cómo el SOC de la batería de plomo (SOC_{le}) se modifica poco después del fallo. Esta modificación en SOC_{le} se debe a la dinámica de la batería de plomo, es decir, la entrada no controlada P_{le} reacciona ante el controlador. La figura 4.27 ilustra esta situación y el resto de las entradas. Se puede observar como la entrada real (línea roja continua) no sigue el punto de ajuste enviado por el controlador (línea cian discontinua) y permanece con un valor distinto de cero debido a incertidumbres en las mediciones. P_{li} y $P_{li} \text{ Controlador}$ son similares porque se calculan en la ecuación de balance de energía (ecuación 3.4). Una vez $P_{fc} \text{ Controlador}$ supera el límite mínimo de operación de la PEMFC (50W) el valor de P_{fc} se asemeja al dado por el controlador.

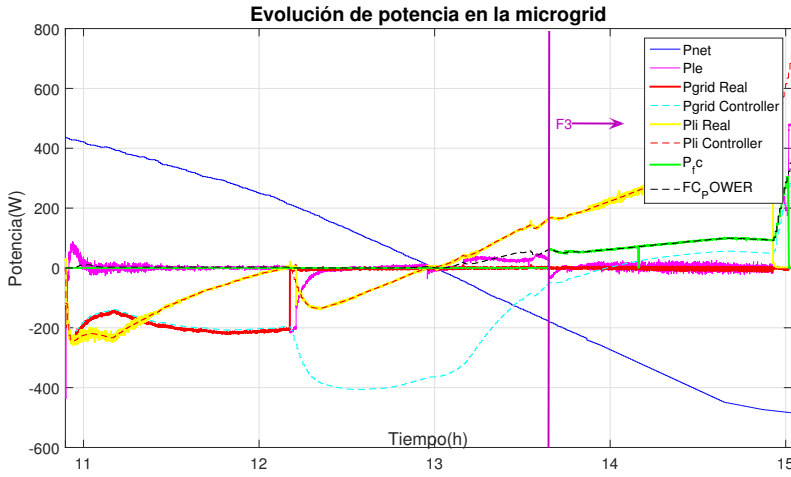


Figura 4.27 Ensayo 3. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos pero sin reconfiguración.

La figura 4.28 describe cómo se detecta el fallo. Los umbrales β_i y γ_i se calculan con un valor de confianza del 95 %. Hay que tener en cuenta que los residuos binarios (r_i^b) toman un valor igual a 1, cuando los residuos brutos (r_i) superan los umbrales. Una vez esto sucede se puede concluir que existe alguna inconsistencia. En este caso, el residuo sale fuera de rango en el momento en que se produce el fallo y por lo tanto, $r_2^b = 1$. El aislamiento de los fallos determina que el fallo F_3 ha aparecido debido a que $r_1^b = 0$, $r_2^b = 1$ y $r_3^b = 0$, por tanto f_3 se establece en 1.

Este escenario considera fallos verdaderos pero FRB no está activado y por lo tanto, no se toman acciones de reconfiguración. Esta situación podría provocar graves daños en el funcionamiento de la microrred y no cumplir los objetivos planteados inicialmente; se está enviando un set-point a P_{grid} que está fuera de servicio.

4.3.7 Ensayo 4: robustez híbrida

En esta sección se presentan ensayos realizados en Simugrid (software incluido en [16]) para distintos tipos de fallos. Se exponen 4 simulaciones donde se aplica el método de robustez híbrida variando los siguientes elementos:

- Perfiles de generación.
- Perfiles de demanda.
- Fallos.
- Configuraciones de la planta.

Para todos los escenarios se han utilizado perfiles de demanda y generación escalados obtenidos de <https://demanda.ree.es/movil/peninsula>. Se han extraído perfiles típicos de demanda interna y generación mediante paneles fotovoltaicos en un día nublado y en

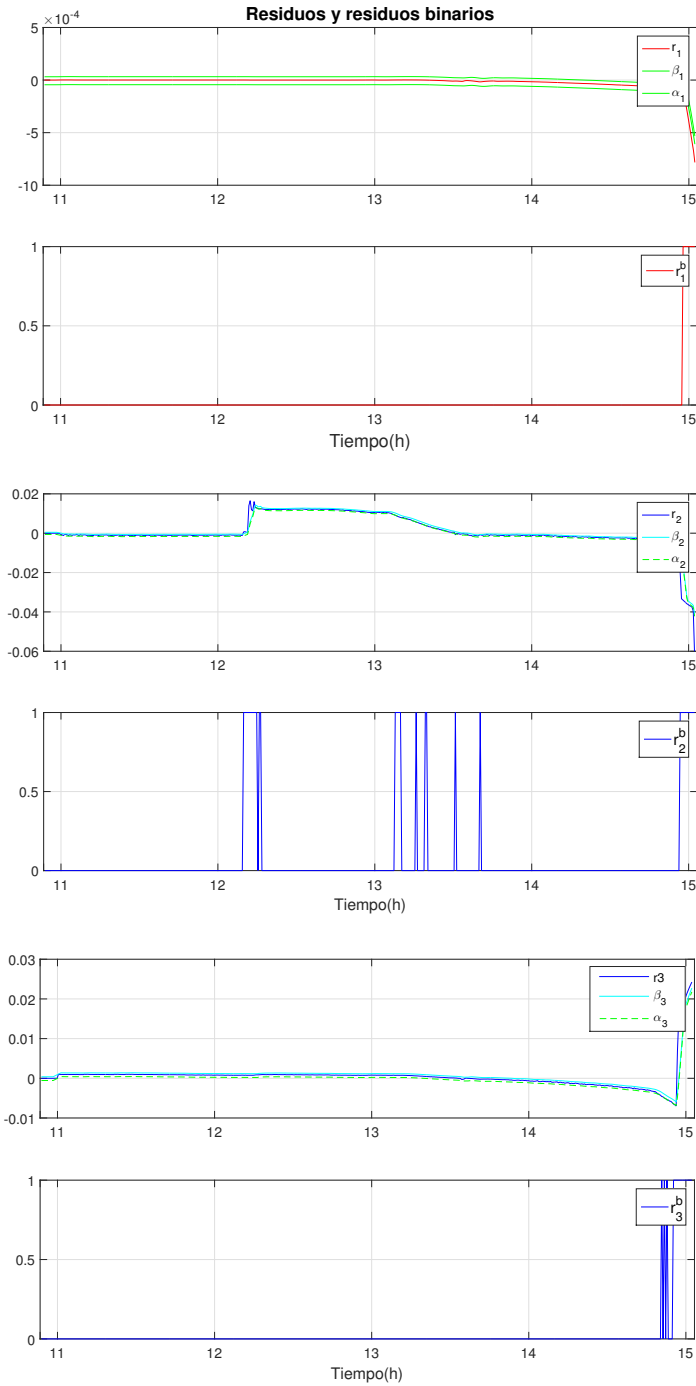


Figura 4.28 Ensayo 3. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos pero sin reconfiguración.

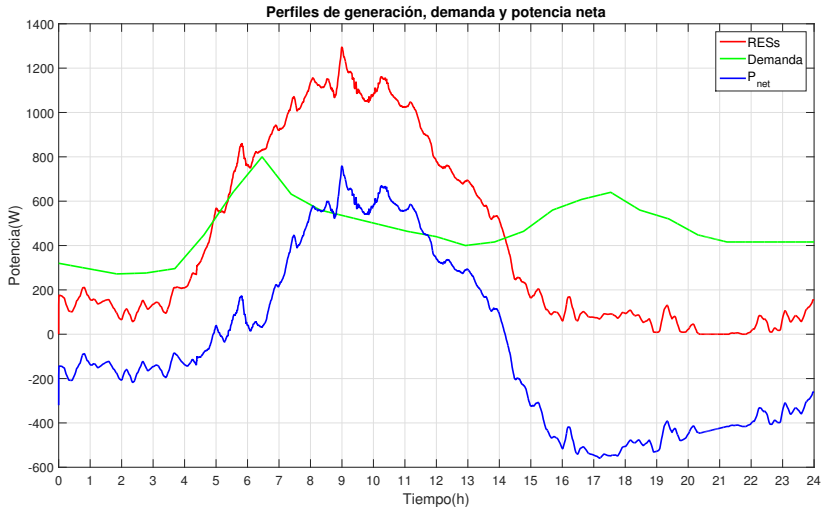


Figura 4.29 Ensayo 4. Perfil 1 de generación, demanda y P_{net} .

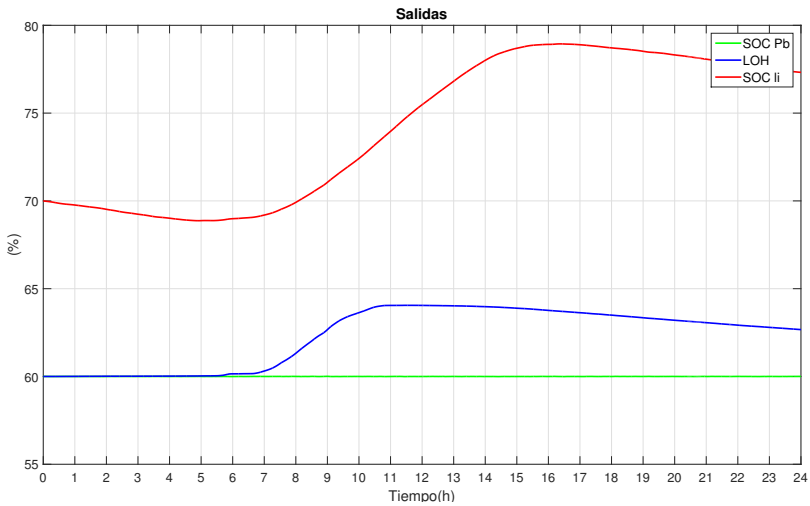


Figura 4.30 Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos (perfil 1).

uno soleado (ver figuras 4.29 y 4.33 respectivamente). Los ensayos se hacen para un día soleado y para otro nublado, con el fin de mostrar los métodos en distintos escenarios. Se exponen los resultados para el perfil de demanda y generación del 24 y 25 de octubre de 2019 y los datos son de la ciudad española de Sevilla. Los fallos que se pueden abordar en este ensayo son los mismos que se han presentado en la sección 4.3.6. La matriz S también es la misma. No obstante a lo dispuesto anteriormente, en el subsistema de H_2

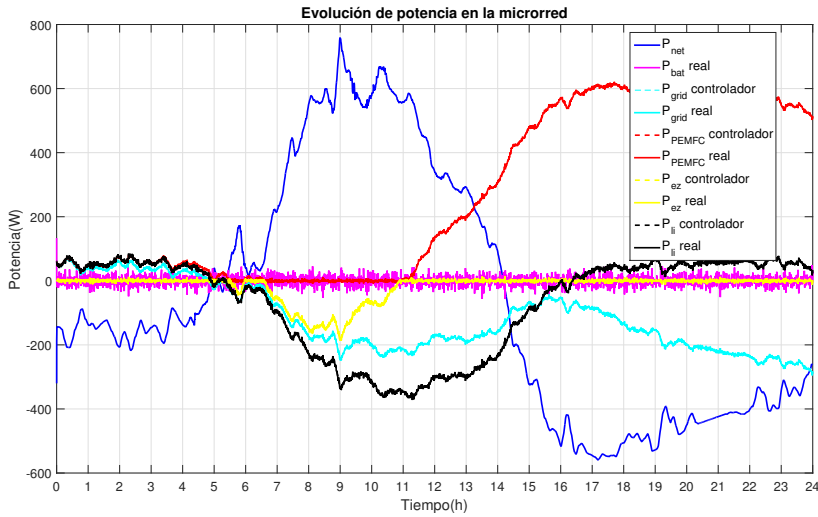


Figura 4.31 Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos (perfil 1).

se puede distinguir si el fallo se produce durante el funcionamiento de la PEMFC o del electrolizador en función del umbral traspasado (superior o inferior) por los residuos r_1 y r_2 .

Se introduce un ruido Gaussiano en las variables de entrada mediante el bloque Random number de MATLAB® el cual emite una señal aleatoria distribuida normalmente. Se considera un primer escenario sin fallos donde se muestra una operación normal de la planta. El resto de escenarios consideran fallos de los distintos subsistemas: almacenamiento de H_2 y red de distribución; en este caso se detectan pero no se ejecutan acciones de mitigación. El cálculo de los umbrales se ha realizado para una probabilidad $p = 0.95$ según las expresiones (4.35) y (4.36).

4.3.7.1 Ensayo 4: robustez híbrida en escenario sin fallos

Este ensayo presenta los resultados obtenidos en un escenario sin fallos. Las figuras 4.30 y 4.34 representan el estado de las baterías para los perfiles 4.29 y 4.33 respectivamente. Normalmente, se desean valores intermedios de SOC, con una cantidad de energía almacenada que se puede utilizar cuando la microrred presenta una situación de déficit energético, pero también capacidad de almacenamiento de exceso de energía. Se puede observar cómo el MPC intenta minimizar la variación en SOC_{le} (línea verde), mientras SOC_{li} y LOH absorben los cambios (línea roja y azul respectivamente); el factor de ponderación (δ) del SOC_{le} es mayor que el del SOC_{li} y LOH .

Las figuras 4.31 y 4.35 muestran las variables de control P_{H_2} , P_{grid} y P_{li} así como la entrada no manipulada P_{le} y la perturbación P_{net} . Si $P_{net} < 0$, la generación solar no es suficiente y el controlador satisface la demanda con la PEMFC ($P_{H_2} > 0$), la red principal ($P_{grid} > 0$) y la batería de litio ($P_{li} > 0$). Algo similar ocurre cuando $P_{net} > 0$, salvo que en este caso absorben el excedente de energía.

Se pueden observar dos señales diferentes para P_{H2} , P_{grid} y P_{li} en las figuras 4.31 y 4.35. P_{H2} *Controlador*, P_{grid} *Controlador* y P_{li} *Controlador* son las variables que el controlador envía a la microrred mientras que P_{H2} , P_{grid} y P_{li} son los valores reales que se miden en la microrred. Se puede observar que no existen grandes discrepancias entre ellos, este hecho se refleja en las variables residuales. Las figuras 4.36 y 4.32 representan los valores de las señales residuales r_1 , r_2 y r_3 del método híbrido de robustez además de los umbrales estocásticos (β y γ), así como los residuos binarios r_1^b , r_2^b y r_3^b . En este caso, las variables binarias siempre son cero y no se detectan falsos positivos como es deseable.

4.3.7.2 Ensayo 4: robustez híbrida en escenario con fallos pero sin acciones de mitigación

Se presentan los resultados obtenidos en un escenario de fallo pero sin acometer acciones de mitigación. Este escenario considera los perfiles de las figuras 4.29 y 4.33 pero a diferencia del escenario anterior en este caso sí aparecen fallos generados de manera artificial. A continuación se presentan 3 simulaciones con 3 fallos distintos: fallo en el subsistema de almacenamiento de H_2 (fallo total del 100% en la pila de combustible), fallo en el subsistema de almacenamiento de H_2 (fallo total del 100% en el electrolizador) y fallo en la red de distribución (fallo total del 100%).

4.3.7.3 Fallo en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno sin mitigación (pila de combustible)

En este caso se considera el perfil de generación y demanda dado por la figura 4.33. Se provoca un fallo del 100% en el subsistema de almacenamiento de H_2 simulando el corte del fusible de protección contra intensidades del convertidor que conecta la pila de combustible con el bus de potencia, es decir, F_2 .

Hasta el momento del fallo la microrred se comporta igual que en la sección anterior. El fallo se produce a las 02:00 horas. Se espera que la PEMFC satisfaga la demanda requerida por el controlador. Sin embargo, esto no sucede debido al fallo (ver figura 4.38). La figura 4.37 muestra cómo el nivel de hidruros, Level of Hidrides (LOH) en inglés, permanece prácticamente en invariante cuando se produce el fallo aunque el controlador esté enviando un valor distinto de cero a P_{H2} .

El SOC_{le} de la batería de plomo se modifica poco después como se muestra en la figura 4.37. Esta modificación en SOC_{le} se debe a la dinámica de la batería de plomo, es decir, la entrada no controlada reacciona ante el fallo. La figura 4.38 ilustra esta situación y el resto de las entradas. Se puede observar como la entrada P_{H2} (línea roja continua) no sigue el punto de ajuste enviado por el controlador P_{H2} *Controlador* (línea roja punteada).

En la figura 4.39 se muestran los residuos r_i . Los umbrales β_i y γ_i se calculan con un intervalo de confianza del 95%. Hay que tener en cuenta que los residuos binarios (r_i^b) toman un valor igual a 1, cuando los residuos brutos (r_i) superan los umbrales. En ese momento se puede concluir que existe alguna discrepancia. En este caso los residuos r_1 y r_2 están fuera de rango en el momento que se produce el fallo y por tanto, $r_1^b = 1$ y $r_2^b = 1$. El aislamiento del fallo realizado a partir de la matriz de firmas teórica determina que cuando $r_1^b = 1$, $r_2^b = 1$ y $r_3^b = 0$ el fallo F_2 ha aparecido debido a que f_2 se ha establecido en 1.

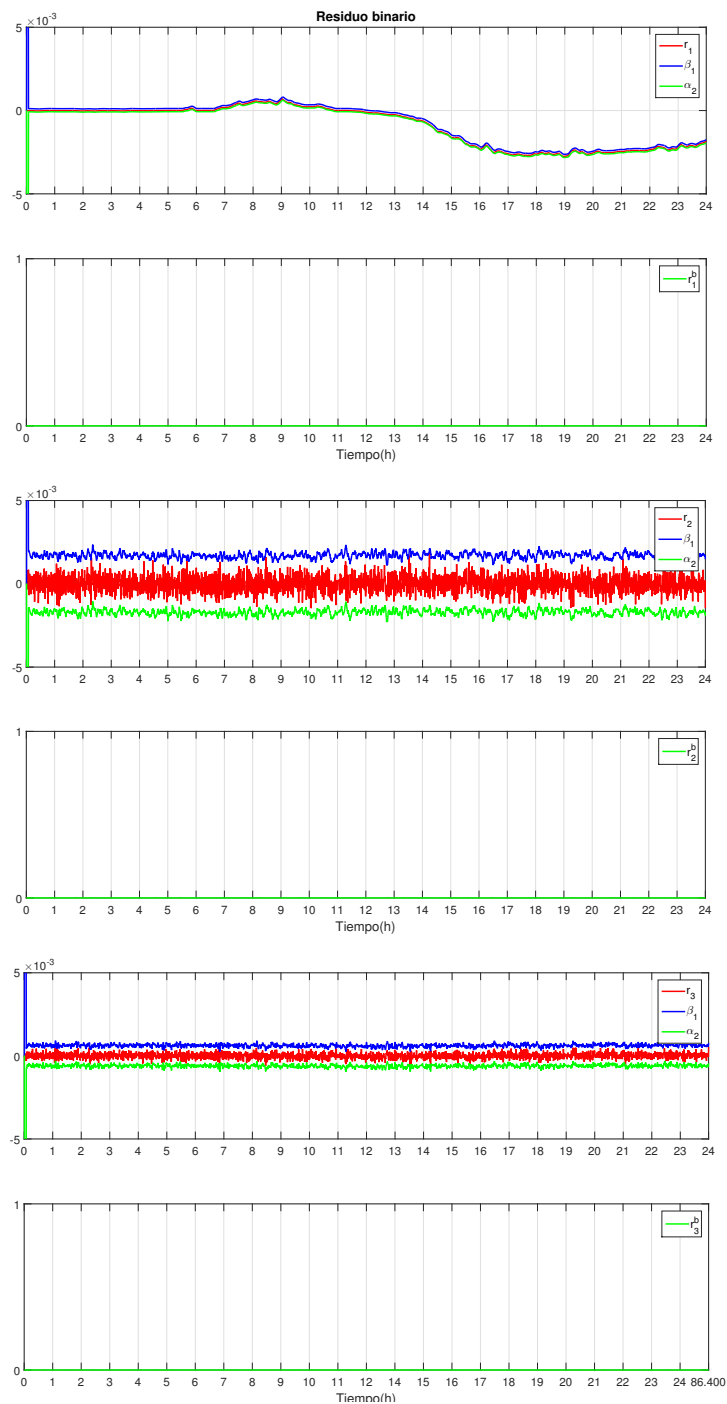


Figura 4.32 Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos (perfil 1).

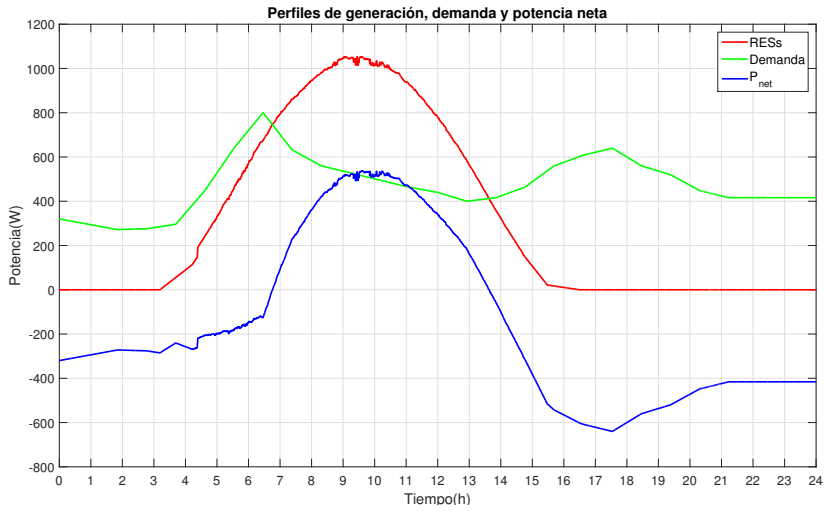


Figura 4.33 Ensayo 4. Perfil 2 de generación, demanda y P_{net} .

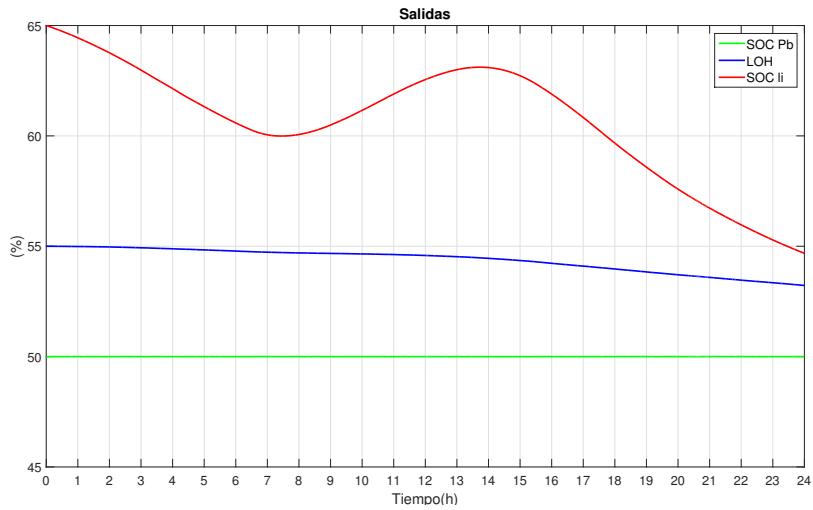


Figura 4.34 Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos (perfil 2).

Este escenario considera un fallo pero el bloque de reconfiguración no está activado y por lo tanto, no se toman acciones de mitigación. Esta situación podría provocar graves daños en el funcionamiento de la microrred y no cumplir los objetivos planteados inicialmente.

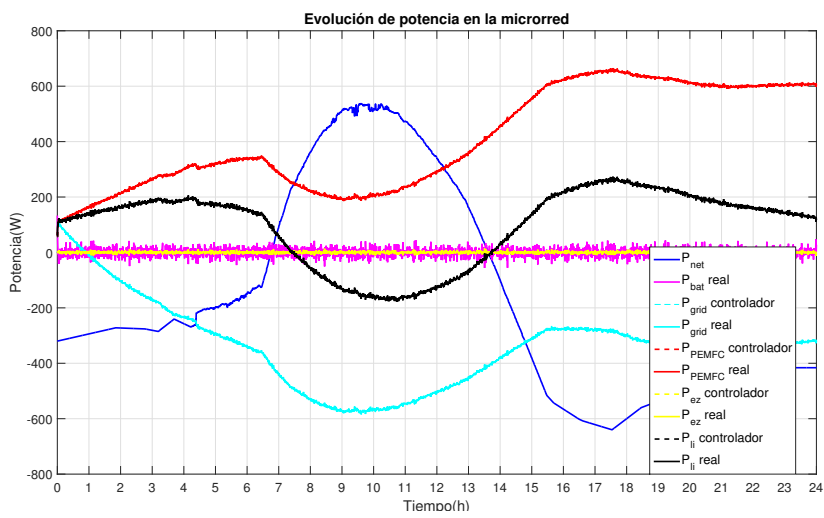


Figura 4.35 Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos (perfil 2).

4.3.7.4 Fallo en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno sin mitigación (electrolizador)

En este ensayo se provoca un fallo a las 03:00 horas del 100% en el subsistema de almacenamiento de H_2 simulando el corte del fusible de protección contra intensidades que conecta el bus de potencia con el electrolizador, es decir, F_2 .

En las figuras (4.40, 4.41 y 4.42) se presenta el ensayo en el que se provoca dicho fallo en el subsistema de H_2 para mostrar que a través del signo también se puede distinguir si el fallo se ha producido en la pila o en el electrolizador. El signo depende del umbral que atraviese el respectivo residuo (ver las figuras 4.39 y 4.42).

En la figura 4.41 se muestra cómo en el momento del fallo se espera que el electrolizador absorba una potencia de 400 vatios aproximadamente determinada por el controlador. En este caso la energía sobrante debido a la ausencia del electrolizador se inyecta en su mayor parte en la red de distribución y en las baterías de litio. No obstante, inicialmente las baterías de plomo absorben parte de la energía sobrante, este hecho puede ser observado en (4.41 y en 4.40 donde además se aprecia cómo aumenta SOC_{le} .

Comparando los residuos generados en este ensayo con los generados en el caso de fallo en la pila de combustible (ver figuras 4.39 y 4.42) se observa la relación entre el signo y el fallo acaecido.

4.3.7.5 Fallo en la red de distribución sin mitigación

En este caso se provoca un fallo del 100% en la conexión de la red de distribución (F_3). Hasta el momento del fallo la microrred se comporta del modo esperado. El fallo se produce a las 14:00 horas ($P_{grid} = 35W$). Se espera que la red de distribución satisfaga la demanda requerida por el controlador. En este caso la ausencia de la red de distribución es satisfecha por las baterías de litio en su mayor parte (ver figuras 4.44 y 4.35).

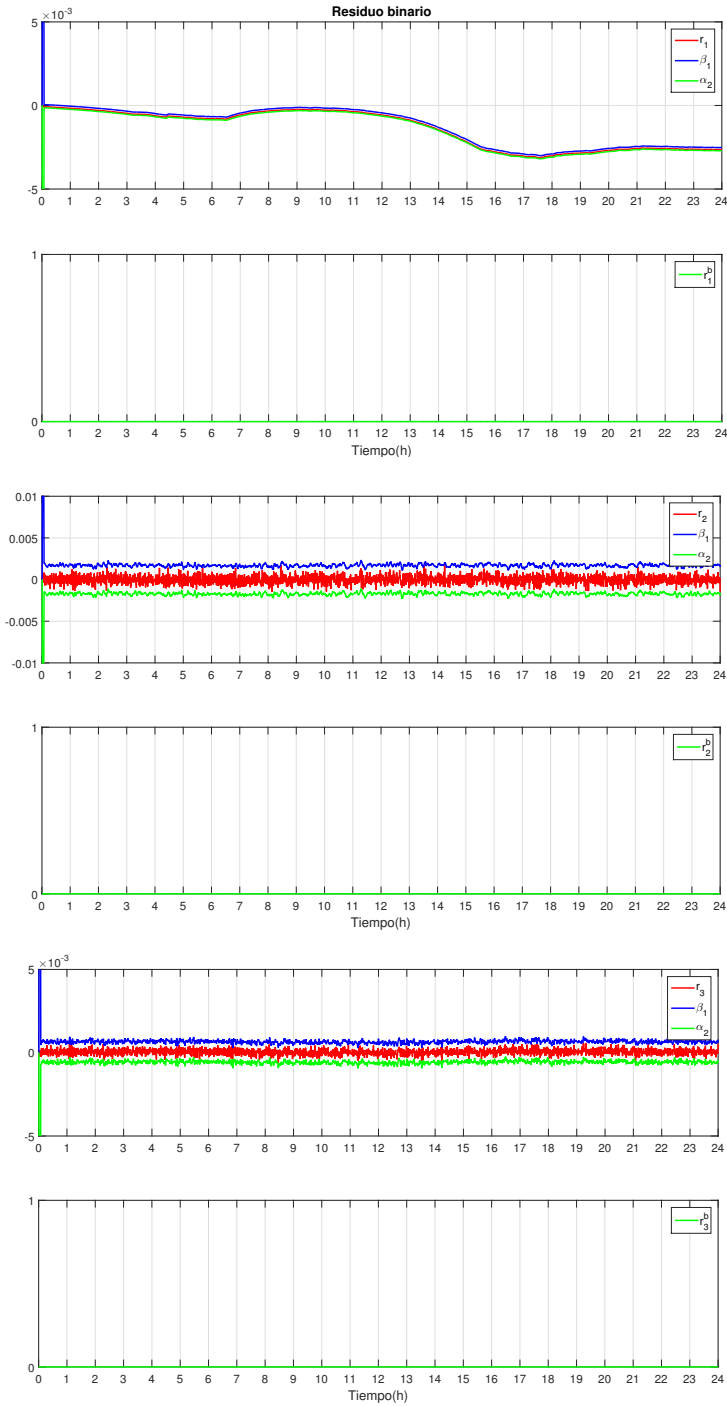


Figura 4.36 Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos (perfil 2).

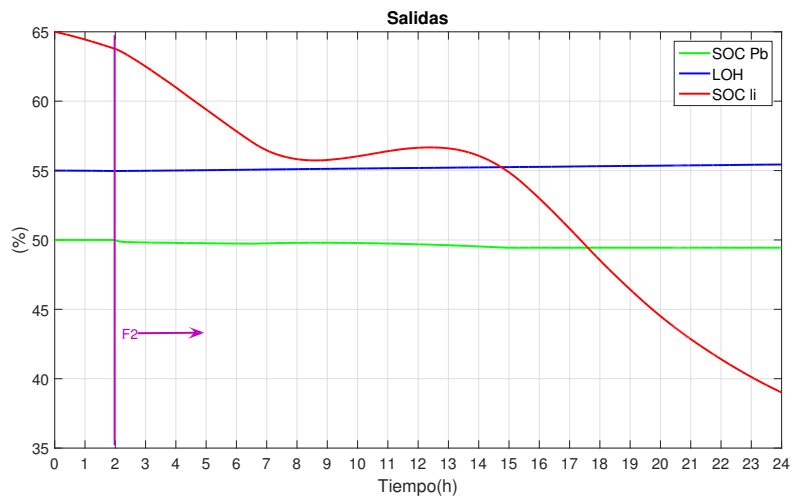


Figura 4.37 Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{H2} y sin mitigación (perfil 2).

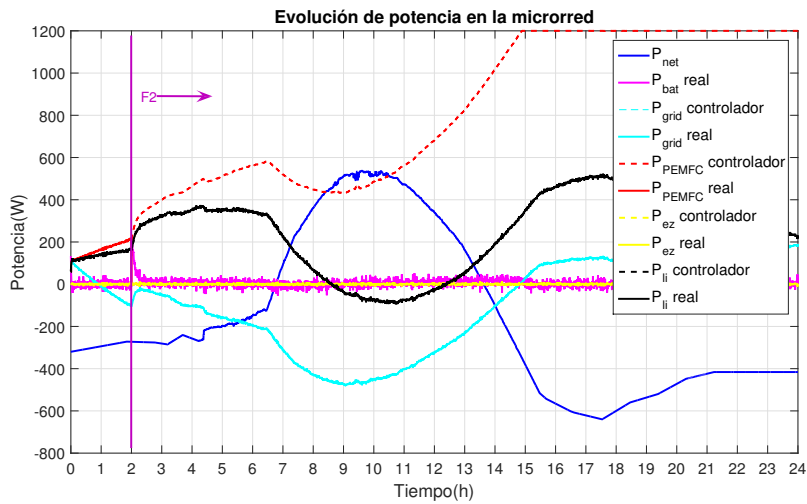


Figura 4.38 Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{H2} y sin mitigación (perfil 2).

El SOC_{le} de la batería de plomo se modifica levemente después del fallo, ver figura 4.43. Esta modificación en SOC_{le} se debe a la dinámica de la batería de plomo, es decir, la entrada no controlada reacciona ante el fallo. La figura 4.44 ilustra esta situación y el resto de las entradas. Se puede ver como la entrada P_{grid} (línea cian continua) no sigue el punto de ajuste enviado por el controlador P_{grid} Controlador (línea cian punteada).

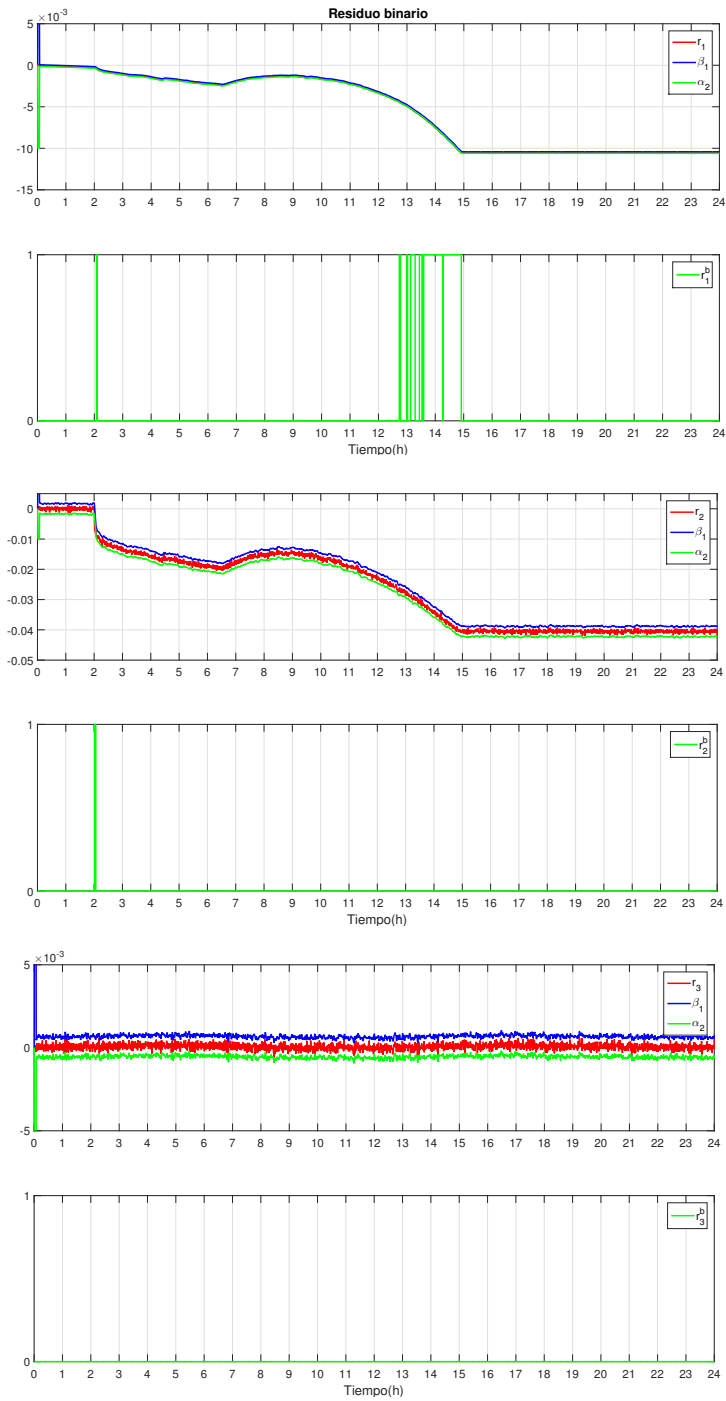


Figura 4.39 Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{H2} y sin mitigación (perfil 2).

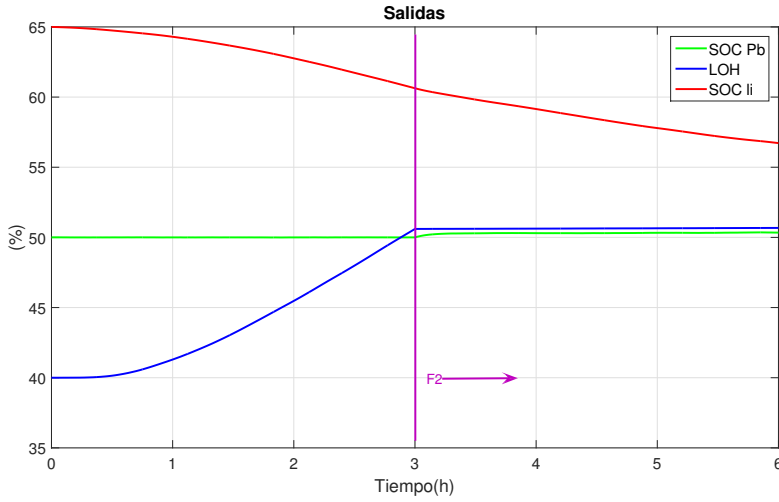


Figura 4.40 Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en el electrolizador.

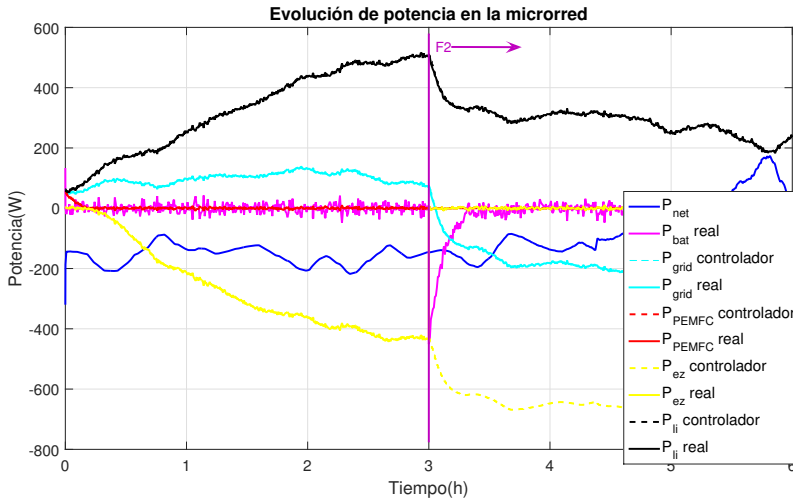


Figura 4.41 Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en el electrolizador.

En la figura 4.45 se muestran las señales r_i , β_i , γ_i y r_i^b . Los umbrales β_i y γ_i se calculan con un intervalo de confianza del 95 %. Los residuos binarios (r_i^b) toman un valor igual a 1 cuando los residuos brutos (r_i) superan los umbrales. En este caso el residuo r_2 sale fuera de rango en el momento en que se produce el fallo y por tanto, $r_2^b = 1$. El aislamiento del fallo realizado a partir de la matriz de firmas teórica determina que cuando $r_1^b = 0$, $r_2^b = 1$

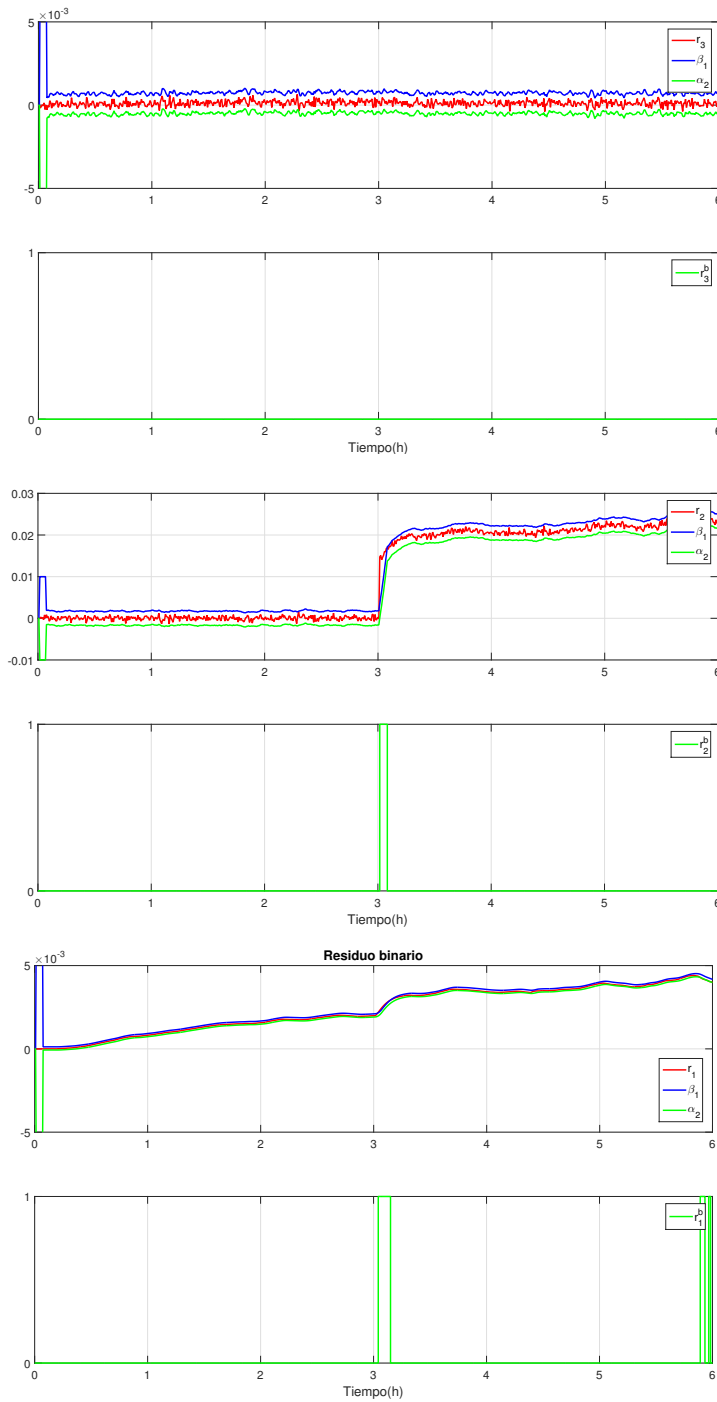


Figura 4.42 Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en el electrolizador.

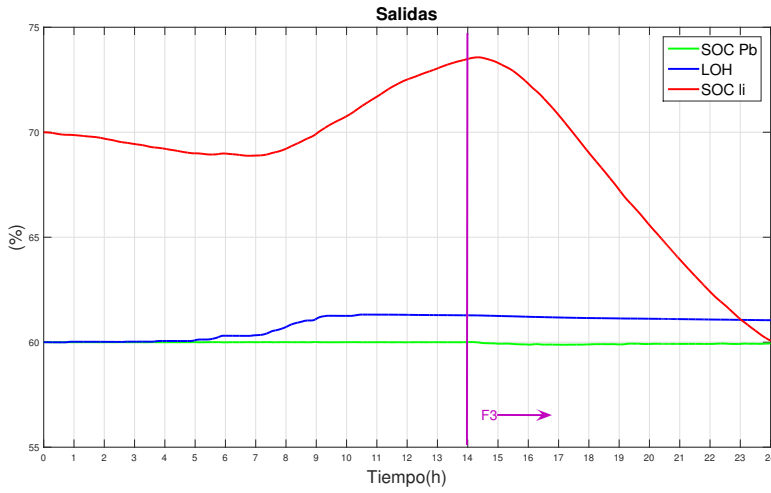


Figura 4.43 Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} y sin mitigación (perfil 1).

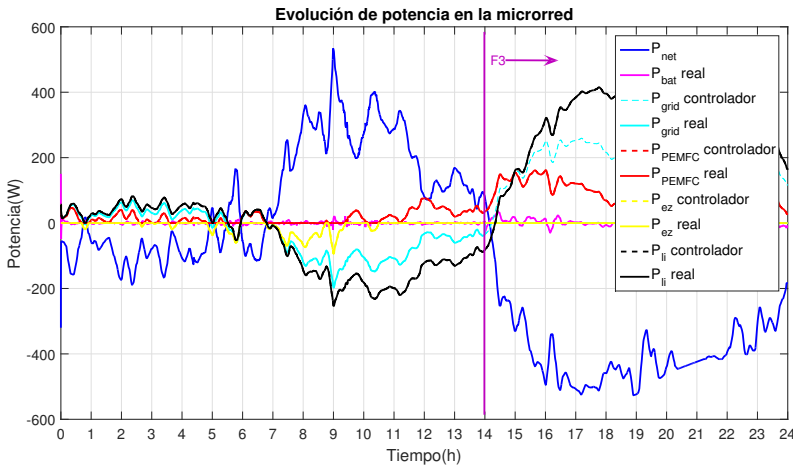


Figura 4.44 Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} y sin mitigación (perfil 1).

y $r_3^b = 0$ el fallo F_3 ha aparecido debido a que f_3 se ha establecido en 1.

Este escenario considera un fallo pero FRB no está activado y por lo tanto, no se toman acciones de mitigación. Esta situación podría provocar graves daños en el funcionamiento de la microrred y no cumplir los objetivos planteados inicialmente.

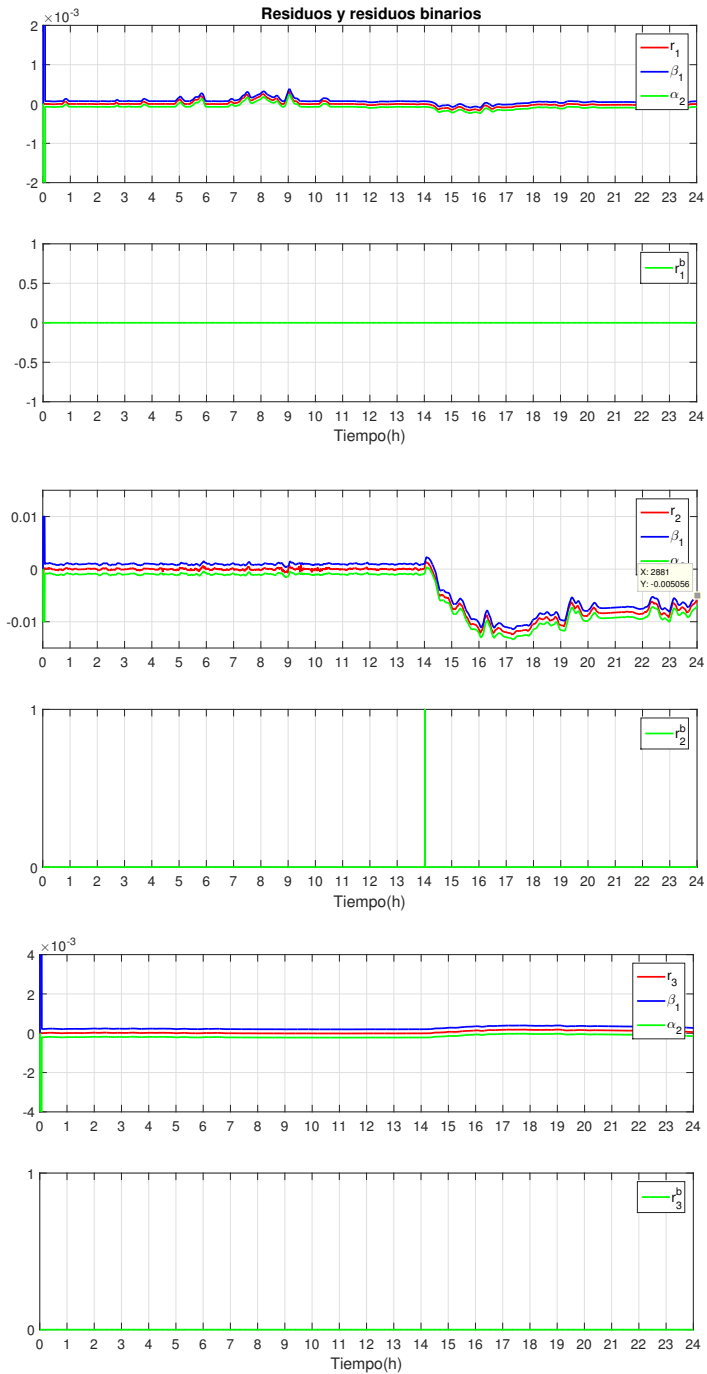


Figura 4.45 Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} y sin mitigación (perfil 1).

4.4 Método de diagnóstico basado en señales

Como se vió en la sección 3.1.1 un fallo abrupto total en el subsistema de almacenamiento mediante baterías de plomo ácido genera inestabilidad en la tensión del bus. Este fallo puede llevar a un comportamiento del sistema inaceptable e incluso peligroso por lo que se considera avería (ver figura 2.4).

En caso de avería la medida de la tensión del bus se vuelve inestable. La redundancia física de sensores que miden el voltaje del bus de potencia en este caso hacen de este un método de diagnóstico muy robusto. En la figura 3.3 se aprecia que existen 8 sensores que proporcionan la medida de tensión del bus de potencia. Por tanto, para asegurar la robustez en el sistema de diagnóstico basta comparar las medidas de los sensores. En este caso, la novedad consiste en la aplicación que se hace de este método ampliamente conocido por la comunidad FDI.

Caracterización de los ESS. Ver papers y TFGs de la politécnica de Madrid y de la politécnica de Barcelona. No me he querido meter en como se realiza la caracterización, simplemente quería dejar la herramienta que supone poder realizar esta caracterización de modo online a través de la reconfiguración del MPC de igual modo que se hace cuando ocurre un fallo.

4.5 Método de aislamiento y evaluación del fallo

Para definir cómo se lleva a cabo el aislamiento en este estudio es necesario definir de modo general las siguientes variables:

- F_i : fallo en el subsistema i .
- f_i : variable binaria asociada con la ocurrencia del fallo i .
- r_i : señal residual i .
- r_i^b : variable binaria asociada a la señal residual r_i .

El aislamiento del fallo se aborda mediante el uso de una matriz S que relaciona el mapa de residuos binarios r_i^b generados en cada instante con un posible fallo f_i . De otra forma, la matriz S representa las relaciones estructurales entre variables f_i y r_i^b .

Una vez detectado y aislado el fallo se evalúa el tamaño del fallo. En este estudio se distinguen tres tipos de fallos en función de su tamaño:

- Fallo total del 100 %.
- Fallo parcial inferior al 100 % y superior al 40 %.
- Fallo parcial inferior al 40 %.

El método desarrollado en esta tesis para evaluar el tamaño del fallo consiste en calcular residuos simulando fallos del 100 % para cada subsistema y en cada tiempo de muestreo, denominados residuos virtuales, de modo que:

$$r_i^a(t) = y_i^{f=100\%}(t) - \hat{y}(t) \quad (4.44)$$

donde $r_i^a(t)$ es el residuo virtual equivalente a un fallo F_i del 100%; se actualiza en cada tiempo de muestreo. En caso de fallo real cada r_i se compara con su equivalente virtual r_i^a para estimar la magnitud del fallo real. Por defecto en caso de dudas en la magnitud se presupone un fallo de tamaño superior. Por ejemplo, si se realiza una estimación de un fallo en $P_{li} \simeq 90\%$, el FDIB informa al resto de bloques del módulo FMM de un fallo del 100% en P_{li} .

A continuación, se muestra un ensayo que implementa este método.

4.5.1 Ensayo 5: método de evaluación del tamaño del fallo

En este caso se considera el perfil de generación y demanda dado por la figura 4.29. Se provoca un fallo del 58% (ver [2]) en el subsistema de baterías de litio (F_1) para comprobar la validez del método de evaluación del tamaño del fallo propuesto en esta tesis.

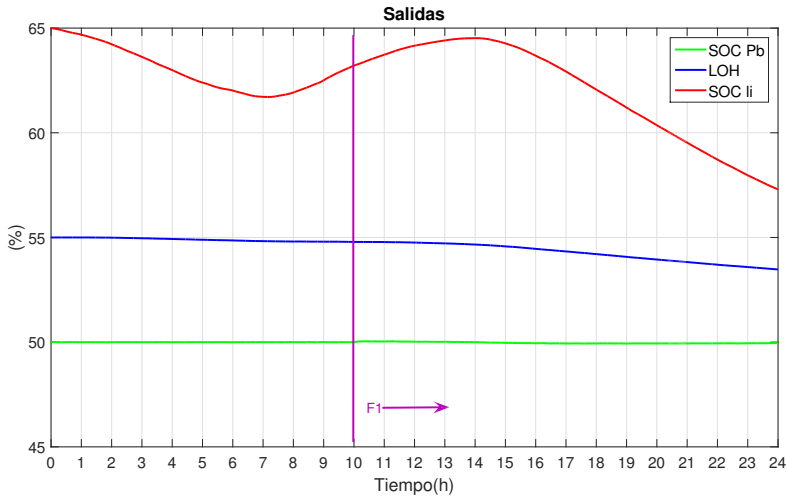


Figura 4.46 Ensayo 5. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{li} y sin mitigación.

Hasta el momento del fallo la microrred se comporta correctamente. El fallo se produce a las 10:00 horas. Se espera que las baterías de litio satisfagan la demanda requerida por el controlador; sin embargo, la demanda no es satisfecha totalmente. En este caso la ausencia parcial de P_{li} es satisfecha por P_{H2} y P_{grid} (ver figura 4.47).

El SOC_{le} de la batería de plomo se modifica levemente poco después del fallo (ver figura 4.46). Se aprecia cómo la entrada P_{li} (línea negra continua) no sigue el punto de ajuste enviado por el controlador P_{li} Controlador (línea negra punteada).

En la figura 4.48 se muestran los residuos r_i generados, los umbrales β_i , γ_i calculados mediante el método de robustez pasiva y los residuos binarios r_i^b . Los umbrales β_i y γ_i se calculan con un intervalo de confianza del 95%. En este caso los residuos r_2 y r_3 salen fuera de rango en el momento en que se produce el fallo. Por tanto, $r_2^b = 1$ y $r_3^b = 1$. El aislamiento del fallo realizado a partir de la matriz S determina que cuando $r_1^b = 0$, $r_2^b = 1$

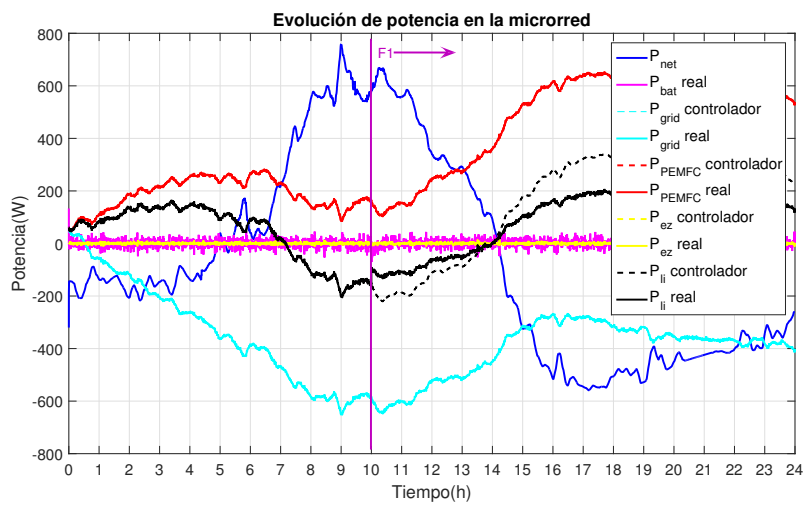


Figura 4.47 Ensayo 5. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{li} y sin mitigación.

y $r_3^b = 1$ el fallo F_1 ha aparecido debido a que f_1 se ha establecido en 1. En la práctica el residuo binario r_3^b es suficiente para determinar un fallo en el subsistema de baterías de litio.

Para proporcionar información sobre el tamaño del fallo, la figura 4.49 muestra los residuos virtuales calculados en lazo abierto en el momento del fallo real (fallo virtual del 100%). Se aprecia como el residuo virtual $r_2^a \simeq 0.0065$ mientras que el residuo real $r_2 \simeq 0.0025$. Con estos valores el método de evaluación determina un fallo parcial del 61 % aproximadamente (cercano al fallo del 58 % provocado). Por otro lado, a través del residuo r_3 (virtual y real) se determina un fallo parcial de 60 %. Por tanto, se puede concluir que existe un fallo parcial inferior al 100 % y superior al 40 %.

Al igual que en los casos anteriores, este escenario considera un fallo pero FRB no está activado y por lo tanto, no se toman acciones de acomodación enviadas por el ISB. Esta situación podría provocar graves daños en el funcionamiento de la microrred y no cumplir los objetivos planteados inicialmente.

4.6 Comparación de métodos de robustez en el diagnóstico

En esta sección se presentan resultados en simulación realizados con el fin de comparar los distintos métodos utilizados para aumentar la robustez del FDI.

El cálculo de residuos se realiza con distintos perfiles de demanda y generación escalados obtenidos de <https://demanda.ree.es/movil/peninsula>. En las simulaciones llevadas a cabo se provocan artificialmente fallos en los distintos subsistemas y ante distintas circunstancias, niveles de carga y potencias.

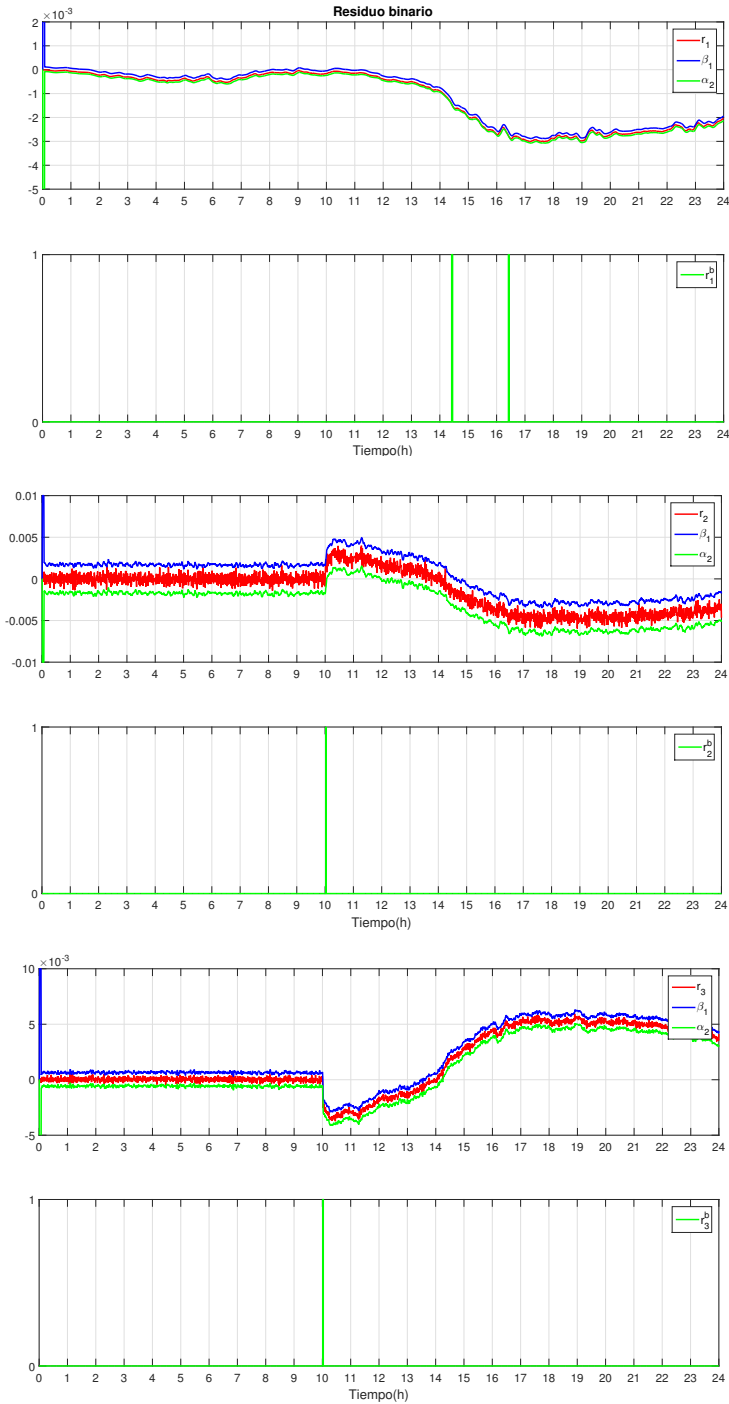


Figura 4.48 Ensayo 5. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{li} y sin mitigación.

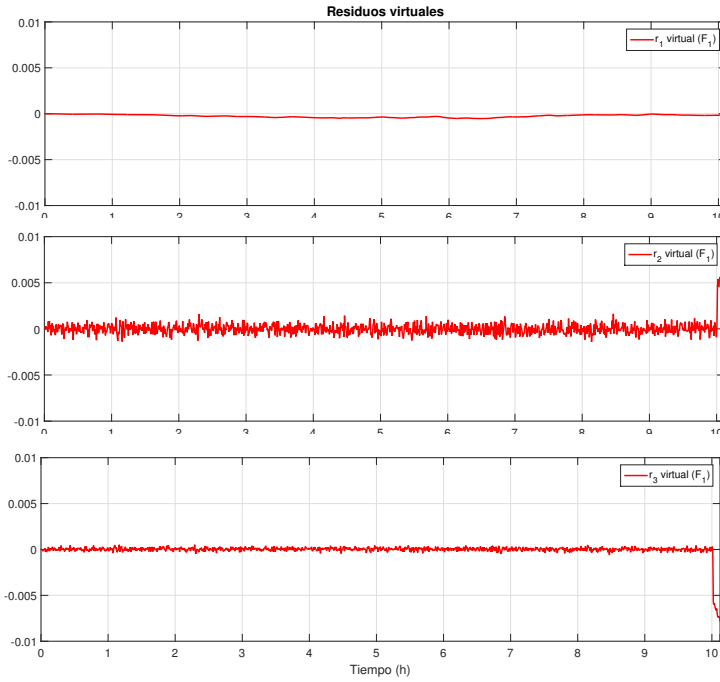


Figura 4.49 Ensayo 5. Señales de residuos para un fallo virtual del 100% en P_{li} .

Los resultados para fallos del 100% de los subsistemas se exponen en la tabla 4.2. Para cada método se realiza 100 simulaciones por fallo. Donde:

- Método 1: método tradicional de ecuaciones de paridad con umbrales fijos (sección 2.3.6).
- Método 2: aplica el método de robustez activa con umbrales fijos (sección 4.3.1).
- Método 3: aplica el método de robustez pasiva (sección 4.3.3).
- Método 4: aplica el método de robustez híbrida (sección 4.3.5).

A partir de estas simulaciones se calcularon los valores de sensibilidad, especificidad, tasa de falsos positivos y negativos para cada método. Estos valores se calculan atendiendo a criterios de detección de fallos y no de aislamiento de los mismos. Los resultados se exponen en la tabla 4.3.

En muchos casos se detecta la existencia de un fallo pero la identificación del mismo es errónea. En mayor o menor proporción, este hecho se puede observar en todos los métodos desarrollados. Concretamente cuando ocurre un fallo en el subsistema de H_2 se puede identificar erróneamente como un fallo en P_{grid} . Este hecho se agrava cuando se trabaja a baja potencia. En la tabla 4.4 se muestra la sensibilidad que muestra cada método en el aislamiento de cada fallo. En la práctica para asegurar el correcto aislamiento de los fallos se aprovecha la redundancia en las medidas de potencia del subsistema de baterías de litio y almacenamiento de H_2 junto a los cálculos de residuo realizados. En la tabla 4.5

Tabla 4.2 Resultados de detección y aislamiento de fallos totales de los diferentes subsistemas.

Fallo	muestra	r_1^b	r_2^b	r_3^b	F_1	F_2	F_3
Método	1						
S.F.	100	0	0	0	0	0	0
F1	100	0	93	100	100	0	0
F2	100	35	91	0	0	35	56
F3	100	0	84	0	0	0	84
Método	2						
S.F.	100	0	0	0	0	0	0
F1	100	0	91	100	100	0	0
F2	100	57	95	0	0	57	38
F3	100	0	86	0	0	0	86
Método	3						
S.F.	100	0	0	0	0	0	0
F1	100	0	99	100	100	0	0
F2	100	75	93	0	0	75	18
F3	100	0	96	0	0	0	96
Método	4						
S.F.	100	0	0	0	0	0	0
F1	100	0	98	100	100	0	0
F2	100	73	96	0	0	73	23
F3	100	0	97	0	0	0	97

Tabla 4.3 Sensibilidad, especificidad y tasa de falsos positivos y negativos para fallos totales de los diferentes subsistemas a partir de los datos de la tabla 4.2.

Método	Sensibilidad	Especificidad	Tasa F.P.	Tasa F.N.
Método 1	0.92	1	0	0.08
Método 2	0.94	1	0	0.06
Método 3	0.96	1	0	0.04
Método 4	0.97	1	0	0.03

se presentan los resultados de los distintos métodos ante la ocurrencia de fallos parciales. Se provocan 100 fallos al 58 % y 100 fallos al 30 % en cada subsistema. La tabla con los valores de sensibilidad y tasa de falsos negativos se presentan en la tabla 4.6. En la tabla 4.7 se muestra la sensibilidad que muestra cada método para aislar fallos parciales.

Cabe recordar los términos de sensibilidad, especificidad, tasa de falsos positivos y tasa de falsos negativos expuestos en la sección 2.3.4:

- Sensibilidad: mide la probabilidad de que un verdadero fallo sea detectado.

- Especificidad: mide la probabilidad de que sin existir fallo se indique que no existe ningún fallo.
- Tasa de falsos positivos: mide la probabilidad de que se indique un fallo que no existe.
- Tasa de falsos negativos: mide la probabilidad de que se indique que no existe un fallo que sí existe.

Tabla 4.4 Sensibilidad de cada fallo a ser aislado correctamente a partir de los datos de la tabla 4.2.

Método	Fallo	Sensibilidad	Error de aislamiento
Método 1	F_1	1	0
Método 2	F_1	1	0
Método 3	F_1	1	0
Método 4	F_1	1	0
Método 1	F_2	0.35	0.56
Método 2	F_2	0.57	0.38
Método 3	F_2	0.75	0.18
Método 4	F_2	0.73	0.23
Método 1	F_3	0.84	0
Método 2	F_3	0.86	0
Método 3	F_3	0.96	0
Método 4	F_3	0.97	0

A partir de los datos obtenidos se observa que:

- La detección de un fallo en las baterías de litio (F_1) es muy fiable en todos los casos. En la práctica se puede considerar que ha ocurrido este fallo atendiendo solamente al residuo binario r_3^b .
- Un fallo en el subsistema de almacenamiento mediante H_2 (F_2) puede ser identificado erróneamente como un fallo en la red de distribución. Este error de aislamiento disminuye considerablemente cuando se utiliza el método de robustez pasiva 4.3.1. Se agrava en escenarios donde el subsistema de H_2 opera a baja potencia.
- En general los métodos que incluyen el cálculo de los umbrales mediante el método de robustez pasiva expuesto en la sección 4.3.3 son los que mejores resultados presentan.

Tabla 4.5 Resultados de detección y aislamiento de fallos parciales de los diferentes sub-sistemas.

Fallo	muestra	r_1^b	r_2^b	r_3^b	F_1	F_2	F_3
Método	1	58%					
F1	100	0	67	87	87	0	0
F2	100	8	63	0	0	8	55
F3	100	0	62	0	0	0	62
Método	1	30%					
F1	100	0	43	80	80	0	0
F2	100	0	53	0	0	0	53
F3	100	0	44	0	0	0	44
Método	2	58%					
F1	100	0	76	92	92	0	0
F2	100	23	77	0	0	23	54
F3	100	0	81	0	0	0	81
Método	2	30%					
F1	100	0	58	86	86	0	0
F2	100	12	61	0	0	12	49
F3	100	0	59	0	0	0	59
Método	3	58%					
F1	100	0	95	98	98	0	0
F2	100	71	88	0	0	71	17
F3	100	0	93	0	0	0	93
Método	3	30%					
F1	100	0	90	94	94	0	0
F2	100	55	69	0	0	55	14
F3	100	0	85	0	0	0	85
Método	4	58%					
F1	100	0	97	100	100	0	0
F2	100	79	95	0	0	79	16
F3	100	0	97	0	0	0	97
Método	4	30%					
F1	100	0	94	95	95	0	0
F2	100	58	67	0	0	58	9
F3	100	0	80	0	0	0	80

Tabla 4.6 Sensibilidad, especificidad y tasa de falsos positivos y negativos para fallos parciales de los diferentes subsistemas a partir de los datos de la tabla 4.5.

Método	Fallo	Sensibilidad	Tasa F.N.
Método 1	58 %	0.71	0.29
Método 2	58 %	0.83	0.17
Método 3	58 %	0.93	0.07
Método 4	58 %	0.97	0.03
Método 1	30 %	0.59	0.41
Método 2	30 %	0.68	0.32
Método 3	30 %	0.82	0.18
Método 4	30 %	0.81	0.19

Tabla 4.7 Sensibilidad de cada fallo a ser aislado correctamente a partir de los datos de la tabla 4.5.

Método	Fallo 58 %	Sensibilidad	Error de aislamiento
Método 1	F_1	0.87	0
Método 2	F_1	0.92	0
Método 3	F_1	0.98	0
Método 4	F_1	1	0
Método 1	F_2	0.08	0.55
Método 2	F_2	0.23	0.54
Método 3	F_2	0.71	0.17
Método 4	F_2	0.79	0.16
Método 1	F_3	0.62	0
Método 2	F_3	0.81	0
Método 3	F_3	0.93	0
Método 4	F_3	0.97	0
Método	Fallo 30 %	Sensibilidad	Error de aislamiento
Método 1	F_1	0.80	0
Método 2	F_1	0.86	0
Método 3	F_1	0.94	0
Método 4	F_1	0.95	0
Método 1	F_2	0	0.53
Método 2	F_2	0.12	0.49
Método 3	F_2	0.55	0.14
Método 4	F_2	0.58	0.09
Método 1	F_3	0.44	0
Método 2	F_3	0.59	0
Método 3	F_3	0.85	0
Método 4	F_3	0.80	0

5 Contribuciones en la mitigación de fallos aplicados a sistemas de energía

No nos atrevemos a muchas cosas porque son difíciles, pero son difíciles porque no nos atrevemos a hacerlas

LUCIO ANNEO SÉNECA

En este capítulo se detalla el núcleo de la investigación y las contribuciones desarrolladas en esta tesis en el ámbito de la mitigación de fallos en los sistemas de energía distribuidos. A continuación se presentan estas contribuciones de forma resumida.

- **Plan de mitigación y mecanismos de tolerancia a fallos**
 - Generación del plan de mitigación.
 - * Método de generación online del plan de mitigación.
 - Mecanismos de tolerancia propuestos
 - * Mecanismo de tolerancia mediante acomodación al fallo.
 - * Mecanismo de tolerancia mediante reconfiguración frente al fallo.
 - * Mecanismo de tolerancia mediante técnicas de respuesta a la demanda, Demand Response (DR) en inglés.

Junto con los métodos desarrollados se implementan 4 ensayos de los métodos presentados en las diferentes secciones sobre la microrred descrita en el capítulo 3. Los escenarios de estos ensayos son los mismos que los presentados en el capítulo 4. Sin embargo, en este caso se lleva a cabo la mitigación del fallo.

1. Ensayo 6: generación online del plan de mitigación (sección 5.1.2).
2. Ensayo 7: mitigación del fallo mediante acomodación al fallo (sección 5.1.3.3).

3. Ensayo 8: mitigación del fallo a través de la reconfiguración frente al fallo (sección 5.1.3.3).
4. Ensayos 9 y 10: mitigación del fallo mediante reducción de carga y reconfiguración de los parámetros del MPC (sección 5.1.3.5).

Adicionalmente, se muestran dos ensayos en los cuales se aplica el método de robustez híbrida (sección 4.3.5) y la reconfiguración frente al fallo (sección 5.1.3.3) como mecanismo de tolerancia ante la ocurrencia de fallos en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno y en la red de distribución.

En todos los ensayos el tiempo de muestreo se establece en 30 s para el controlador. Este tiempo de muestreo siempre garantiza que tanto el tiempo de cálculo como el de comunicación entre el PC con Matlab y el PLC estén satisfechos. Hay que tener en cuenta que el tiempo de ejecución de todo el software tiene un valor medio de 0.033 s. El tiempo medio de ejecución de la rutina de detección de fallos es de 0.0052 s. El ordenador de la planta es un i7-16 GB. La comunicación entre PLC, scada y Matlab/Simulink se realiza a través de USB 2.0 y otras interfaces de comunicación utilizadas son CANopen, MODBUS y TCP/IP. En todos los casos el horizonte de predicción se fija en $N = 15$. La puesta a punto del MPC se realiza en base a un análisis de desempeño bajo simulación, utilizando un horizonte suficientemente largo para asegurar la factibilidad.

5.1 Plan de mitigación y mecanismos de tolerancia

5.1.1 Generación del plan de mitigación

Como novedad propuesta en el capítulo 4, el bloque supervisor se ha dividido en dos bloques denominados bloque supervisor externo ESB y bloque supervisor interno ISB (ver figura 4.3). El plan de mitigación se define de modo off-line y se implementa en el ISB. Se puede cambiar manualmente mediante el ESB de modo online. Otra opción implementada contempla la optimización online del plan de mitigación (sección 5.1.2).

La novedad en este diseño consiste en la localización del supervisor interno, que se encuentra situado en el mismo nivel de control que el bloque FDI y el FRB. Todos ellos son implementados en MATLAB®. De este modo, se aumenta la robustez del FTPC, debido a que se puede elaborar el plan de mitigación de fallos esenciales incluso teniendo retrasos en la comunicación con el ESB que está situado en otro nivel.

El bloque supervisor a través del ESB monitoriza la información disponible de la planta y del módulo de mitigación de fallos. Además, facilita el intercambio de información del usuario con el resto de bloques que forman el FMM. Este bloque se sustenta en el Scada existente en la microrred descrito en el capítulo 3. El ESB permite al usuario cambiar algunos parámetros del FDIB como la tasa de falsos negativos aceptados. Ver la sección 4.3.3, donde se expone el método de robustez pasiva desarrollado en esta tesis denominado método estocástico para el cálculo de umbrales. Por otro lado, el ESB también permite realizar cambios en el plan de

Tabla 5.1 Especificaciones de diseño generales del plan de mitigación.

Fallo	Plan de mitigación
S1.1	Parar la planta.
S1.2	Acomodación al fallo para mantener el voltaje del bus de potencia en los valores nominales.
S2.1	Reconfigurar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema en ausencia del S2.
S2.2	Acomodar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia de S2.
S2.3	Acomodar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia de S2.
S3.1	Reconfigurar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema en ausencia del S3.
S3.2	Reconfigurar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema en ausencia de la PEMFC.
S3.3	Reconfigurar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema en ausencia del Electrolizador.
S3.4	Acomodar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia de la PEMFC.
S3.5	Acomodar los parámetros del MPC para conseguir optimizar el desempeño del sistema teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia del Electro- lizador.
S4.1	Reconfigurar los parámetros del MPC para optimizar el empleo de la energía almacenada en ausencia de RESs.
S4.2	Acomodar los parámetros del MPC para optimizar el empleo de la energía generada con la pérdida de eficiencia de RESs.
S5.1	Reconfigurar los parámetros del MPC para optimizar el uso de los recursos disponibles y asegurar el suministro de energía el mayor tiempo posible.
S5.2	Acomodar los parámetros del MPC para asegurar el suministro de energía aún con la pérdida de eficiencia del S5.

mitigación predefinido en el ISB. Estas acciones siempre deben ser llevadas a cabo por personal cualificado. Además, el bloque supervisor permite desconectar equipos de forma voluntaria con el fin de realizar tareas de mantenimiento preventivo.

En la tabla 5.1 se exponen las especificaciones de diseño requeridas para generar el plan de mitigación para cada uno de los subsistemas. Por otro lado, la tabla 5.2 recoge el mecanismo de tolerancia a ejecutar para cada uno de estos requisitos.

En el diseño general del FTFC la mayoría de las acciones de mitigación son realizadas mediante el cambio de los parámetros del MPC. El proceso por el cual se define el modo en que actúan los mecanismos de tolerancia es válido tanto para realizar la acomodación al fallo, como para realizar la reconfiguración frente al fallo.

El ISB junto con el FRB forman un plan de ejecución novedoso, donde las acciones de acomodación o de reconfiguración llevan al sistema a un escenario seguro hasta que el fallo sea corregido. En ese periodo se admite cierta degradación en el funcionamiento de la planta respecto a las condiciones nominales. No obstante, se optimiza respecto a las condiciones producidas por un fallo cuando no se realizan acciones de mitigación.

Se pueden encontrar trabajos en la literatura que abordan la reconfiguración del sistema después de la ocurrencia de fallos. En [12] por ejemplo, se propone una metodología de FDI para sistemas a gran escala con una jerarquía distribuida. El procedimiento de reconfiguración implica la desconexión de los subsistemas defectuosos para evitar la propagación de fallos. En el trabajo realizado en [65] por el autor de esta tesis se propuso una metodología de FDI que incluía una reconfiguración muy preliminar, sin el cálculo de umbrales estocásticos y con resultados de simulación. En [64] se desarrolla una metodología que ya incluye el cálculo de umbrales estocásticos además de una formulación novedosa para realizar la reconfiguración frente a fallos. Este trabajo contenía resultados experimentales. En ese caso, el ISB y el FRB se encontraban en un mismo bloque denominado FR. En este capítulo, se formula una mejora sobre el trabajo expuesto en [64], donde la mitigación de fallos se divide en dos etapas: el objetivo del ISB es definir el plan de mitigación, mientras que el FRB se encarga de ejecutar el plan en función del diagnóstico del fallo.

Formalmente, se define \mathbb{A} como el conjunto de acciones de mitigación con dimensión n_a y u_a como el vector de variables de control asociado a las acciones de mitigación, donde $u_a \in \mathbb{R}$. Para cada fallo se definen las matrices $G \in \{0,1\}^{(n_f \times n_a)}$ y $H \in \mathbb{R}^{(n_f \times n_a)}$. En ambas matrices el número de filas viene dado por n_f que representa el número de fallos y el número de columnas por n_a que representa el número de acciones de mitigación. La matriz G indica las acciones que se ejecutan para cada fallo teniendo en cuenta que si $G_{ij} = 1$ entonces el fallo se puede mitigar con la acción de reconfiguración a_j . Por otro lado, la matriz H establece la magnitud de las acciones de reconfiguración, siendo entonces el plan de mitigación de fallos generado por el ISB:

$$m_1 = G \otimes H \quad (5.1)$$

Si bien este método novedoso para generar el plan de mitigación puede incluir acciones que requieren interacción con otros elementos y/o personal técnico, la formulación propuesta se limita a enviar al FRB las acciones que pueden ser realizadas por el controlador de manera automática, sin limitar su extensión a otro tipo de acciones.

En esta formulación se contempla un plan de mitigación de parada de emergencia en caso de avería. Para ello, a través de los coeficientes de las matrices G y H se ajustan los parámetros del MPC para que las variables de control sean nulas. Además, se envía el código de parada de emergencia al PLC de modo que exista redundancia en la acción de mitigación generada. En cualquier caso, independientemente del fallo y de las acciones de mitigación llevadas a cabo, el ESB genera una alarma en el Scada que avisa al usuario del fallo acaecido.

En el caso de fallos simultáneos, solo se llevarán a cabo las acciones de reconfiguración vinculadas al fallo de mayor prioridad.

5.1.2 Método de generación online del plan de mitigación

Antes de describir el método se describen las siguientes consideraciones:

1. Sea $F = \{F_1, \dots, F_{n_f}\}$, el conjunto de n_f fallos que podrían aparecer y ser identificados en el sistema.
2. Sea $E = \{E_1(t), \dots, E_{n_f}(t)\}$, el conjunto de efectos que pueden producir los fallos si son detectados. Se evalúan según diferentes criterios, por ejemplo, coste, tiempo, eficiencia, etc. También en función del tiempo:

$$E_i \in \mathbb{R}^{nc \times T}, T = \{t_1, \dots, t_N\}, \forall i \in \{1 \dots n_f\} \quad (5.2)$$

E_i es una matriz que contiene los efectos del fallo F_i , donde el número de filas es el criterio a evaluar, nc , y las columnas son el tiempo. t_N es el número de períodos de muestreo en la evaluación.

3. $A = \{A_1, \dots, A_{na}\}$, se considera el conjunto de na acciones de mitigación, Mitigation Actions (MA) en inglés. Cada MA se describe mediante un conjunto de tres elementos:

$$A_i = \{u_M^i, H^i, G^i\}, i = \{1, \dots, na\} \quad (5.3)$$

donde

- $u_M = \{u_M^1, \dots, u_M^{na}\}$ es el nuevo vector de variables de decisión para la mitigación y u_M^i es la variable de decisión para la acción A_i .
- $H^i = \{h_j^i(u_M^i) : \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}\}$ es el conjunto de funciones h_j^i que determinan la reducción de efectos sobre el parámetro j en función de u_M^i en cada momento, cuando se aplica la acción a_i .
- $G^i = \{g_j^i(u_M^i) : \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}\}$ es el conjunto de funciones g_j^i que determinan los valores adicionales que se agregarán en los parámetros j si se realiza la acción a_i . Hay que tener en cuenta que esta característica representa el

posible valor adicional asociado a los parámetros debido a la ejecución de MA.

Una vez hechas estas consideraciones se expone el problema de optimización que se resuelve en el ISB. Para determinar la forma óptima de reducir los efectos, la exposición a fallos se evalúa según el resultado de EXF_k^j . Que se define como:

$$EXF_k^j(u_M, t) = f_k(t) \left(E_k(j, t) - \sum_{i=1}^{na} \Gamma(k, i) h_i^j(u_M^i) \right) + \sum_{i=1}^{na} \Gamma(k, i) g_i^j(u_M^i) \quad (5.4)$$

$$\forall j \in \{1 \dots nc\} \text{ and } \forall k \in \{1 \dots nf\} \quad (5.5)$$

donde:

- $f_k(t) = 1$ si el bloque FDI detecta el fallo F_k en un tiempo t ; de otro modo, $f_k = 0$.
- $E_k(j, t)$ es el efecto del fallo F_k con el criterio j en el tiempo t .
- $\Gamma(k, i) = 1$ si se mitiga el fallo F_k por la acción a_i , en otro caso, $\Gamma(k, i) = 0$.
- $h_j^i(u_M^i)$ es la reducción del efecto sobre el parámetro j cuando se aplica una acción de mitigación A_i depende de la variable (u_M^i) . La suma de las funciones h_j^i denota la reducción total. Como se puede observar una misma MA puede mitigar varios fallos.
- $g_j^i(u_M^i)$ es el valor adicional del criterio j que debe ser agregado si se aplica la acción de mitigación A_i .

El problema a resolver optimiza la siguiente función mediante un MPC distinto al usado por el EMS:

$$J^f = \min_{u_M, t} \sum_{c=1}^{nc} \beta_c J_c(u_M, t), \quad (5.6)$$

siendo β el vector de ponderación de los criterios. Hay que tener en cuenta que estos valores se imponen según la prioridad del rendimiento deseado. Los términos J_c toman la forma:

$$J_c(u_M, t) = \sum_{l=1}^{N^f} (\hat{Y}_c(t+l|t) - w_c(t+l))^2, \quad (5.7)$$

donde $\hat{Y}_c(t+l|t)$ es la salida prevista del criterio c en el instante $(t+l)$ y w_c es la referencia para el criterio c en el problema MPC. El esfuerzo de control no se ha considerado en el problema. Finalmente, \hat{Y}_c se calcula como:

$$\hat{Y}_c(t+l|t) = \vec{Y}_c(t+l|t) + \sum_{k=1}^{nf} EXF_k^c(u_M, t+l|t) \quad (5.8)$$

$$(5.9)$$

donde $\vec{Y}_c(t+l|t)$ es el valor de las salidas cuando no se consideran fallos. Debido a que las variables de decisión de las acciones de mitigación pueden ser booleanas (ejecutar / no ejecutar), el problema de optimización resultante es un MIQP. Pertenece a la clase de problemas NP-completos. La complejidad del problema depende del número de variables reales y enteras (acciones de mitigación) y del número de restricciones. El tiempo de cálculo necesario para resolver el problema es exponencial en el peor de los casos con el tamaño del problema. Si el problema no tiene entradas binarias n_i , la complejidad es 2^{n_i} (resuelve 2^{n_i} problemas QP). El número de problemas a resolver de QP es finito y, por tanto, el algoritmo encuentra una solución factible (si existe) en un tiempo finito. El tiempo de muestreo debe ser suficiente para poder satisfacer esta cuestión.

5.1.2.1 Ensayo 6: generación online del plan de mitigación

Este ensayo es la continuación del ensayo experimental presentado en la sección 4.3.6. En este caso se ejecutan las acciones de mitigación propuestas por el plan de mitigación generado de modo online (sección 5.1.2). El objetivo del sistema de control, como en ensayos anteriores, es satisfacer la demanda utilizando la generación renovable disponible y la energía almacenada de forma óptima cumpliendo con las limitaciones y fallos operativos. En este caso además, existen unos horarios impuestos por el nivel superior donde se prioriza la venta de energía a la red. Existen dos periodos de funcionamiento normal: periodo de venta prioritaria a la red y periodo donde no se prioriza la venta a la red.

Los perfiles de generación y demanda se exponen en la figura 4.25. Las matrices B y E del modelo en espacio de estados orientado al control vienen dadas por las ecuaciones (3.15) y (3.16). Los factores de ponderación en el problema de optimización toman los siguientes valores para el caso de venta prioritaria de energía a la red:

$$\delta = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 10^{-5} & 0 \\ 0 & 0 & 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

$$\lambda = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$\alpha = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 1 \cdot 10^{-5} & 0 \\ 0 & 0 & 5 \cdot 10^{-2} \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

y para el periodo de venta no prioritaria:

$$\delta = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 10^{-5} & 0 \\ 0 & 0 & 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

$$\lambda = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

$$\alpha = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-5} & 0 & 0 \\ 0 & 1 \cdot 10^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & 5 \cdot 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

El factor de ponderación relativo al seguimiento de la referencia (δ) se ha definido con el propósito de mantener la batería de plomo ácido en un nivel de tensión estable. El factor de ponderación del esfuerzo de incremento de control (λ) se ha decidido que sea igual para todas las variables de control. El factor de ponderación del esfuerzo de control (α) se ha definido en función del periodo.

Este escenario considera un fallo del 100 % en la red de distribución (F_3) generado artificialmente en un periodo de venta de energía donde el módulo FMM detecta el fallo y reconfigura los parámetros del controlador en función del plan de mitigación calculado para recuperar el control del sistema. La información del fallo junto con el plan de mitigación se envían al FRB para que ejecute la reconfiguración del sistema. Las acciones de mitigación del fallo así como las matrices G y H generadas ese momento se definen a continuación:

- a_1 : cambia el valor del límite superior del SOC_{le} en (3.18).
- a_2 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{le} en (3.18).
- a_3 : cambia el valor del límite superior del LOH en (3.18).
- a_4 : cambia el valor del límite inferior del LOH en (3.18).
- a_5 : cambia el valor del límite superior del SOC_{li} en (3.18).
- a_6 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{li} en (3.18).
- a_7 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(1,1)$ en (5.36).
- a_8 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(2,2)$ en (5.36).
- a_9 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(3,3)$ en (5.36).
- a_{10} : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{H2} en (3.17).
- a_{11} : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{H2} en (3.17).
- a_{12} : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_{13} : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_{14} : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).
- a_{15} : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).

$$G = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

$$H = \begin{bmatrix} 80 & 35 & 95 & 5 & 80 & 30 & 10^{-5} & 10^{-5} & 10^{-5} & 1.2 & -2.2 & 6 & -2.5 & 0 & 0 \\ 80 & 35 & 95 & 10 & 90 & 30 & 10^{-5} & 10^{-5} & 10^{-5} & 0 & 0 & 6 & -2.5 & 2.95 & -2.95 \\ 80 & 35 & 95 & 5 & 90 & 30 & 10^{-3} & 10^{-5} & 10^{-5} & 1.2 & -2.2 & 0 & 0 & 2.95 & -2.95 \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

La matriz G indica las acciones a realizar en función del fallo acaecido. El valor de las acciones se determina en la matriz H .

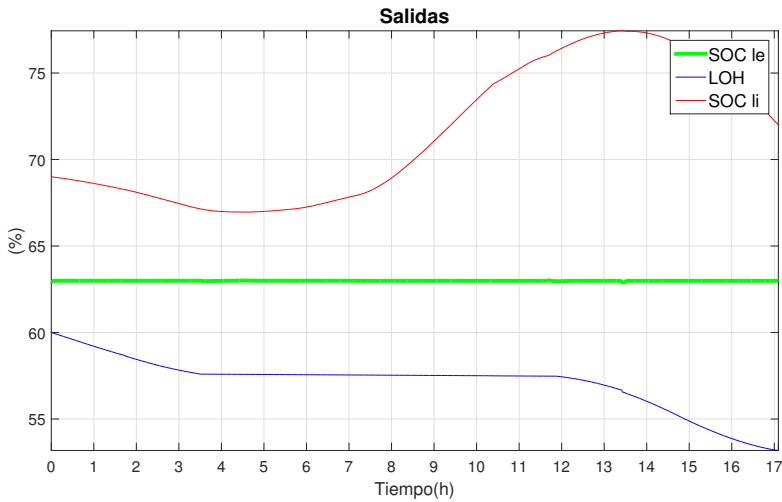


Figura 5.1 Ensayo 6. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos y con reconfiguración.

Para este experimento se ha tomado el período completo de perfiles de demanda y generación de la figura 4.25. El sistema detecta y aísla el fallo y realiza acciones de mitigación de manera online para mantener el control de la microrred.

Las figuras 5.1 y 5.2 muestran las salidas y entradas del sistema, respectivamente. Una vez detectado el fallo en la red de distribución, se ejecutan acciones de reconfiguración para mitigar F_3 . El objetivo de la reconfiguración es permitir que principalmente la batería de litio y la pila de combustible realicen el trabajo de la red mientras está fuera de servicio. Este plan de mitigación se envía al FRB mediante las matrices G y H . Cuando el fallo ocurre, las acciones a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , a_5 , a_6 , a_7 , a_{12} y a_{13} se ejecutan de la siguiente manera:

- los límites superior e inferior de SOC_{le} , SOC_{H2} y SOC_{li} se extienden para aumentar la capacidad total de almacenamiento de energía a través de las

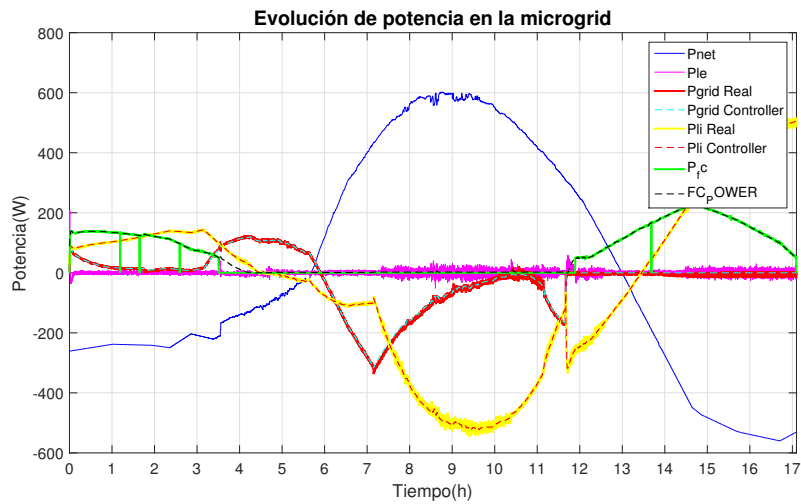


Figura 5.2 Ensayo 6. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos y con reconfiguración.

- acciones a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 y a_6 .
- Para permitir que la batería de plomo pueda asumir parte de las necesidades de la red, el factor de ponderación del seguimiento de referencia para SOC_{le} se reduce a 10^{-3} mediante la acción a_7 .
 - Al establecer la potencia de carga y descarga de la red de distribución en 0 mediante a_{12} y a_{13} se evita que el controlador proponga soluciones que no son posibles debido al fallo. Compárense las figuras 4.27 y 5.2.

La figura 5.3 muestra los residuos y residuos binarios calculados.

5.1.3 Mecanismos de tolerancia propuesto

Para que una estrategia de FTC sea efectiva es necesario que existan mecanismos de tolerancia que puedan mitigar los posibles fallos. En esta sección se desarrolla una estrategia activa de FTPC (online) que se apoya en un MPC como elemento básico para llevar a cabo las acciones de mitigación de fallos propuestas. Al igual que sucede con los métodos de FDI, cada mecanismo de tolerancia también tiene sus ventajas e inconvenientes. Por este motivo, para conseguir los objetivos es necesario utilizar distintos mecanismos de tolerancia en función de las necesidades y de los medios disponibles en cada caso. A modo general los mecanismos de tolerancia aplicados en esta tesis se pueden clasificar en:

1. Acomodación al fallo: se aplicará ante la existencia de fallos parciales en algún subsistema.
2. Reconfiguración frente al fallo: se aplicará ante la existencia de fallos totales en algún subsistema.

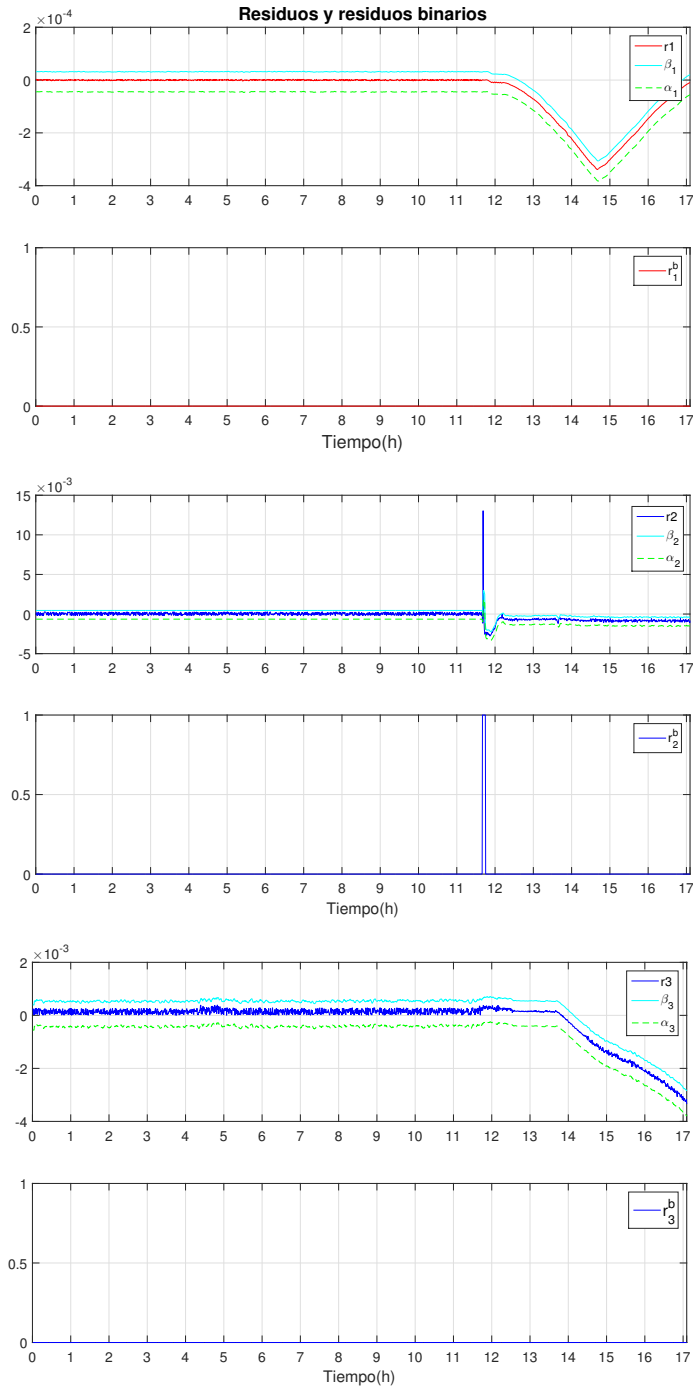


Figura 5.3 Ensayo 6. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos y con reconfiguración.

3. Respuesta a la demanda (DR): puede ser aplicado para aumentar la autonomía de servicios esenciales ante fallos de la red de distribución.

Tanto la acomodación al fallo como la reconfiguración se realiza variando las restricciones y factores de ponderación de la función objetivo. Inicialmente estos parámetros se fijan en el bloque supervisor interno de modo offline, previo estudio de los efectos de cada fallo. El usuario puede cambiar de modo online estos valores mediante el bloque supervisor externo.

El ISB se encarga de garantizar valores confiables al bloque de reconfiguración en cada tiempo de muestreo. Debe tener un plan de mitigación disponible aún cuando exista un error de comunicación con el ESB.

En la tabla 5.2 se muestra de modo general la clasificación del sistema de diagnóstico y del mecanismo de tolerancia en función del fallo. Se marca cada fallo con un identificador característico.

Tabla 5.2 Clasificación general de los sistemas de diagnóstico y tolerancia en función del fallo.

Fallo	método FDI	mecanismo de tolerancia
B. plomo ácido (S1)		
S1.1 abrupto total	basado en señales	parar el sistema
S1.2 evolutivo parcial	caracterización offline	acomodación offline
B. ion litio (S2)		
S2.1 abrupto total	ecuaciones de paridad	reconfiguración
S2.2 abrupto parcial	ecuaciones de paridad	acomodación
S2.3 evolutivo parcial	caracterización offline	acomodación offline
Subsistema H_2 (S3)		
S3.1 abrupto total	ecuaciones de paridad	reconfiguración
S3.2 abrupto total PEMFC	ecuaciones de paridad	reconfiguración
S3.3 abrupto total Elec.	ecuaciones de paridad	reconfiguración
S3.4 abrupto parcial PEMFC	ecuaciones de paridad	acomodación
S3.5 abrupto parcial Elec.	ecuaciones de paridad	acomodación
Generación PV (S4)		
S4.1 abrupto total	no detectado/niv. inferior	reconfiguración
S4.2 abrupto parcial	no detectado/niv. inferior	acomodación
Red Distribución (S5)		
S5.1 abrupto total	ecuaciones de paridad	reconfiguración y/o DR
S5.2 abrupto parcial	ecuaciones de paridad	acomodación y/o DR

El bloque de reconfiguración de fallos recibe la información del fallo. Donde:

- F_i : ocurrencia del fallo i .
- f_i : variable binaria asociada al fallo i .
- r_i : residuo i desacoplado del fallo i .
- r_i^b : variable binaria asociada a r_i .

– ta_i : tamaño del fallo i en %.

A partir de esta información, el FRB ejecuta el plan de mitigación enviado por el ISB. Teniendo en cuenta que si $ta_i = 100\%$ se llevan a cabo acciones de reconfiguración y en caso contrario de acomodación.

5.1.3.1 Acomodación al fallo

En caso de fallo parcial de un equipo se realiza una acomodación al efecto del fallo, de modo que se ajustan los parámetros del MPC para conseguir los objetivos de control acomodando el EMS de la planta a las nuevas restricciones provocadas por el fallo y determinadas por el FDIB. La novedad radica en el uso de este tipo de mecanismo de tolerancia en sistemas de gestión de energía (EMSs) y en la herramienta que puede proporcionar a estos sistemas para una correcta planificación del intercambio de energía con la red de distribución y con los diferentes equipos del sistema.

Al igual que se ha comentado en la sección 5.1.3.3 la magnitud de las acciones de control definidas en la matriz H se establecen de acuerdo a unos criterios de optimización, económicos u operativos definidos por el autor. Los fallos para los que se utiliza acomodación al efecto del fallo se pueden ver en las tablas 5.1 y 5.2.

5.1.3.2 Ensayo 7: Acomodación al fallo

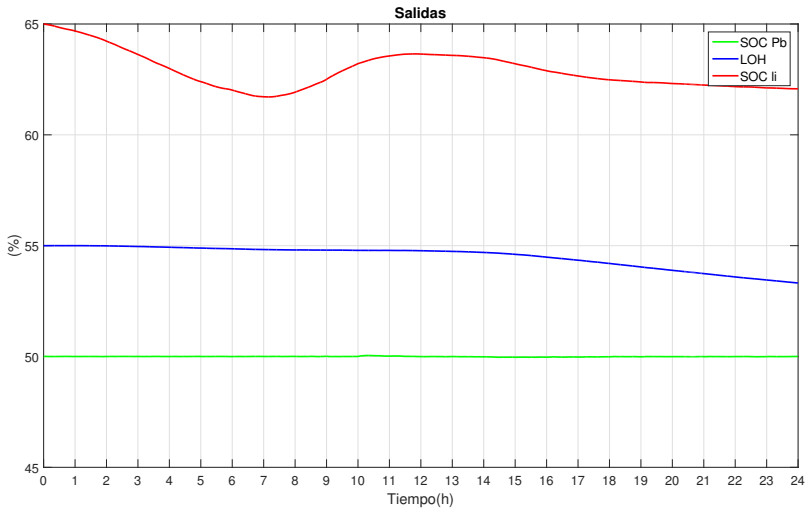


Figura 5.4 Ensayo 7. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{li} con acomodación al fallo.

A diferencia de la sección 4.5.1, esta vez se llevan a cabo las acciones de mitigación. Una vez el FDIB informa del fallo, el FRB lleva a cabo las acciones de mitigación. En este caso al haberse provocado un fallo parcial, el mecanismo de tolerancia consiste en la acomodación al fallo. Las acciones de mitigación consideradas para

el caso de acomodación así como las matrices G y H para este caso se definen a continuación:

- a_1 : cambia el valor del límite superior del SOC_{le} en (3.18).
- a_2 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{le} en (3.18).
- a_3 : cambia el valor del límite superior del LOH en (3.18).
- a_4 : cambia el valor del límite inferior del LOH en (3.18).
- a_5 : cambia el valor del límite superior del SOC_{li} en (3.18).
- a_6 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{li} en (3.18).
- a_7 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(1,1)$ en (5.36).
- a_8 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(2,2)$ en (5.36).
- a_9 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(3,3)$ en (5.36).
- a_{10} : cambia el valor del factor de ponderación $\alpha(1,1)$ en (5.36).
- a_{11} : cambia el valor del factor de ponderación $\alpha(2,2)$ en (5.36).
- a_{12} : cambia el valor del factor de ponderación $\alpha(3,3)$ en (5.36).

$$G = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

$$H = \begin{bmatrix} 75 & 40 & 95 & 10 & 80 & 30 & 10^{-1} & 10^{-5} & 10^{-5} & 5 \cdot 10^{-5} & 10^{-3} & 5 \cdot 10^{-3} \\ 75 & 40 & 95 & 10 & 80 & 30 & 10^{-1} & 10^{-5} & 10^{-5} & 5 \cdot 10^{-3} & 10^{-3} & 5 \cdot 10^{-5} \\ 75 & 40 & 95 & 10 & 80 & 30 & 10^{-1} & 10^{-5} & 10^{-5} & 5 \cdot 10^{-5} & 10^{-3} & 5 \cdot 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

La acomodación realizada en este caso consiste en aumentar el factor de ponderación α correspondiente a la batería de litio para disminuir su uso. Debido al mecanismo de acomodación se observa cómo disminuye el uso de las baterías de litio y aumenta el uso del subsistema S_3 (ver figura 5.5).

Al comparar P_{li} con $P_{li}^{Controlador}$ en la figura 5.5 se observa que sigue existiendo el fallo. Sin embargo, el consumo de la red de distribución permanece prácticamente igual y la demanda es satisfecha.

En la figura 5.6 se muestran los residuos r_i . Los umbrales β_i y γ_i se calculan con un intervalo de confianza del 95 % mediante el método híbrido.

5.1.3.3 Reconfiguración frente al fallo

En caso de fallo total de un equipo se acciona el mecanismo de reconfiguración correspondiente mediante el cambio de los parámetros del MPC, dejando fuera del proceso al equipo en fallo y ajustando los parámetros del MPC para conseguir los objetivos de control utilizando solo los equipos libres de fallo. Inicialmente las restricciones, factores de ponderación y demás parámetros se ajustan de modo offline con el criterio correspondiente en cada caso para conseguir los objetivos.

En las tablas 5.1 y 5.2 se pueden ver los fallos en los que se aplica este tipo de mecanismo de tolerancia. La magnitud de las acciones de control definidas en la

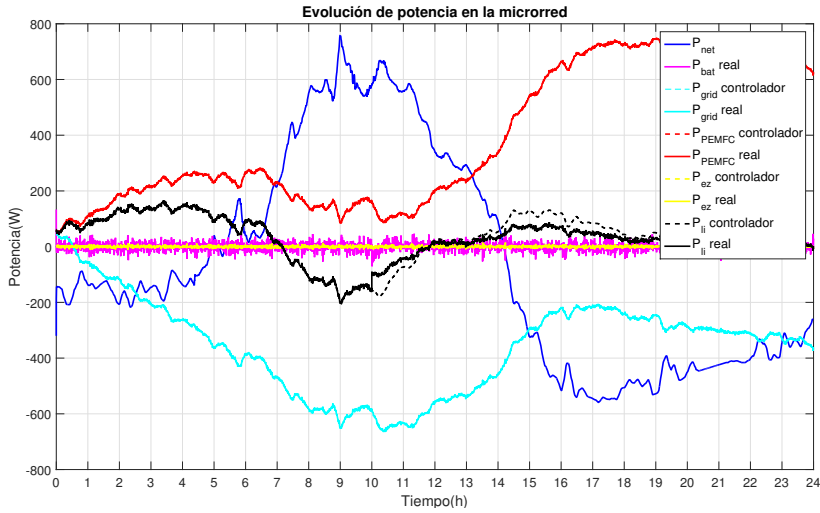


Figura 5.5 Ensayo 7. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{li} con acomodación al fallo.

matriz H se establecen de acuerdo a unos criterios de optimización, económicos u operativos, definidos por el autor, no siendo el objeto de esta tesis comparar distintos criterios. En la sección 5.1.3.4 se muestra un ensayo que usa este tipo de mecanismo de tolerancia para mitigar un fallo en el subsistema de baterías de litio (S_2) ocurrido en la planta experimental.

Al igual que sucedía con el mecanismo de tolerancia por acomodación al fallo, la novedad en este caso consiste en la aplicación que se hace en sistemas de gestión de energía (EMSs) y en la herramienta que puede proporcionar a estos sistemas para generar una correcta planificación del intercambio de energía con la red de distribución y con los diferentes equipos del sistema.

5.1.3.4 Ensayo 8: reconfiguración frente al fallo

Este ensayo es la continuación del ensayo expuesto en la sección 4.3.4, en esta ocasión se muestra el experimento real realizado en la microrred llevando a cabo acciones de mitigación. Al igual que en casos anteriores, el objetivo del sistema de control es satisfacer la demanda utilizando la generación renovable disponible y la energía almacenada de forma óptima cumpliendo con las limitaciones y fallos operativos. En este caso no estaba operativo el subsistema de H_2 . Las matrices B y E del modelo en espacio de estados orientado al control son:

$$B = \begin{bmatrix} 0.0467 & 0.0467 \\ 0 & -0.0382 \end{bmatrix} \quad E = \begin{bmatrix} 0.0467 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

Los factores de ponderación en el problema de optimización toman los siguientes valores:

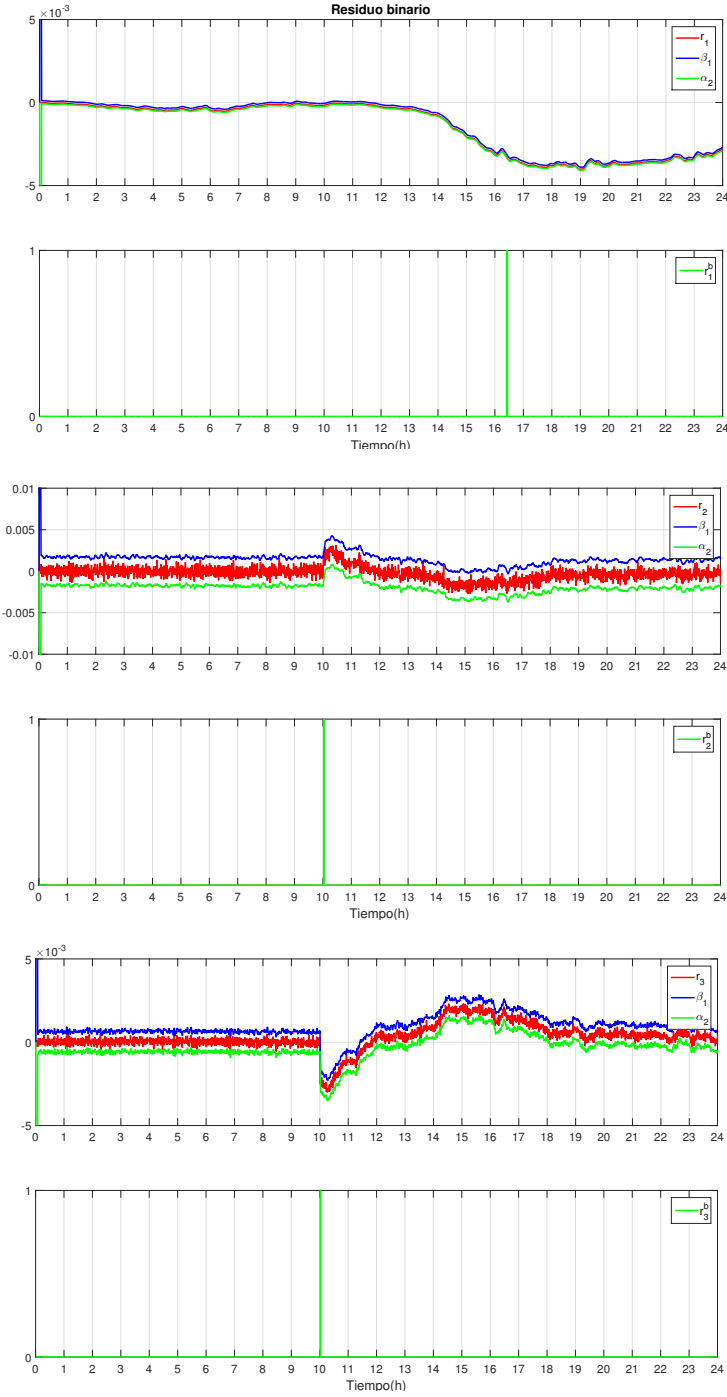


Figura 5.6 Ensayo 7. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{li} con acomodación al fallo.

$$\delta = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 10^{-5} \end{bmatrix}, \lambda = \begin{bmatrix} 6 & 0 \\ 0 & 6 \end{bmatrix}, \alpha = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-5} & 0 \\ 0 & 5 \cdot 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

Este escenario considera un fallo real donde el módulo FMM detecta el fallo y reconfigura el controlador modificando los parámetros del MPC para que se recupere el control del sistema.

Las acciones de mitigación consideradas así como las matrices G y H se definen a continuación:

- a_1 : cambia el valor del límite superior del SOC_{le} en (3.18).
- a_2 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{le} en (3.18).
- a_3 : cambia el valor del límite superior del SOC_{li} en (3.18).
- a_4 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{li} en (3.18).
- a_5 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(1,1)$ en (5.36).
- a_6 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(2,2)$ en (5.36).
- a_7 : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_8 : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_9 : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).
- a_{10} : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).

$$G = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

$$H = \begin{bmatrix} 80 & 35 & 80 & 30 & 10^{-8} & 10^{-5} & 6 & -2.5 & 0 & 0 \\ 80 & 35 & 85 & 25 & 10^{-5} & 10^{-5} & 0 & 0 & 2.9 & 2.9 \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

El significado de las diferentes acciones de mitigación propuestas en este ensayo experimental se muestran a continuación, comenzando por las acciones llevadas a cabo cuando sucede el fallo F_1 :

- a_1 y a_2 : restablecer los límites superior e inferior del SOC_{le} para aumentar la capacidad total de almacenamiento de energía del sistema en ausencia de la batería de litio.
- a_5 : disminuir el valor del factor de ponderación $\delta(1,1)$ a 10^{-8} . De este modo se relaja el seguimiento de la referencia efectuado por las baterías de plomo. En estas circunstancias, se prioriza el uso de la batería de plomo sobre el uso de la red de distribución.
- a_9 y a_{10} : establecer la potencia de carga y descarga de la batería de ion litio en 0 para evitar que el controlador proponga soluciones que no son posibles debido al fallo.

En caso de ocurrencia del fallo F_2 se llevan a cabo las siguientes acciones:

- a_1 y a_2 : restablecer los límites superior e inferior del SOC_{le} para aumentar la capacidad total de almacenamiento de energía del sistema en ausencia de la red de distribución.
- a_3 y a_4 : restablecer los límites superior e inferior del SOC_{li} para aumentar la capacidad total de almacenamiento de energía del sistema en ausencia de la red de distribución.
- a_5 : disminuir el valor del factor de ponderación $\delta(1,1)$ a 10^{-8} . De este modo se relaja el seguimiento de la referencia efectuado por las baterías de plomo. En estas circunstancias, se prioriza el uso de la batería de plomo sobre el uso de la red de distribución.
- a_7 y a_8 : limitar el uso de la red de distribución para evitar que el controlador proponga soluciones que no son posibles debido al fallo. Por tanto, $P_{grid} = 0$.

Este experimento muestra un modo de funcionamiento en el que se produce un fallo involuntario (F_1) en una celda de la batería de litio en $t = 2500$ s (50 min aproximadamente). Este fallo provocó la desconexión del convertidor que conecta el bus de potencia con la batería de litio. Para este experimento se ha tomado el período completo de perfiles de demanda y generación de la figura 4.17. En este escenario real, el fallo apareció de manera inesperada. El sistema detecta y aísla el fallo y realiza acciones de mitigación de manera online para mantener el control de la microrred.

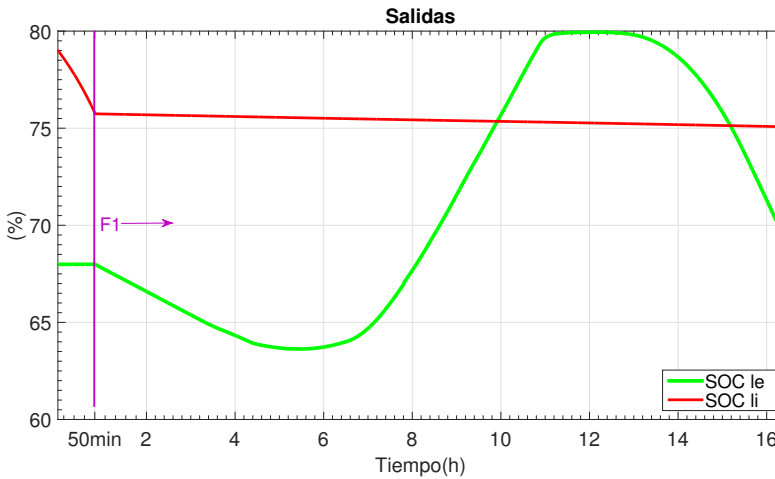


Figura 5.7 Ensayo 8. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos y con reconfiguración.

Las figuras 5.7 y 5.8 muestran las salidas y entradas del sistema, respectivamente. Los valores iniciales de los estados de carga son 78 % y 66 % para las baterías de litio y plomo-ácido, respectivamente. Una vez detectado el fallo en la batería de litio (línea vertical en figuras 5.7 y 5.8), se ejecutan acciones de reconfiguración para mitigar F_1 . Nótese que las acciones de reconfiguración propuestas han sido

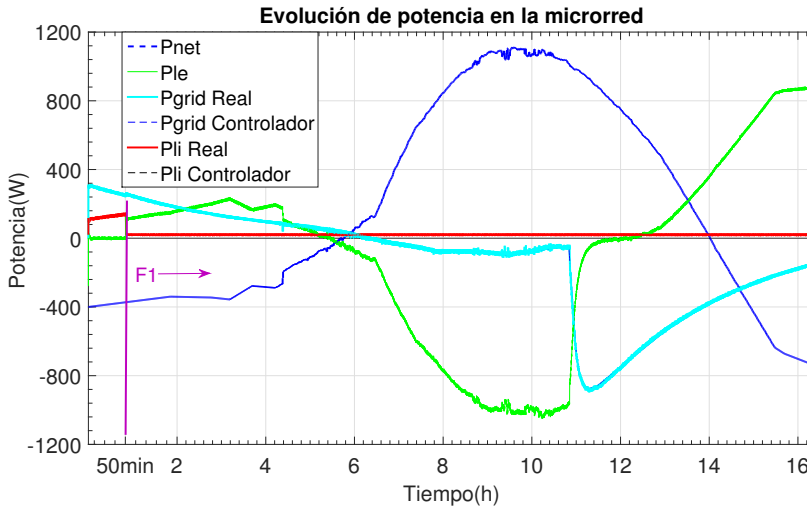


Figura 5.8 Ensayo 8. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos y con reconfiguración.

probadas previamente en la microrred real para ejecutar los diferentes modos de operación y siempre dentro de los rangos permitidos. Cabe señalar que el modelo de control es lineal y el horizonte de predicción es bastante alto ($N = 15$). El objetivo de la reconfiguración es permitir que la batería de plomo realice el trabajo de la batería de litio mientras esta está fuera de servicio. Este plan de mitigación se envía al FRB mediante las matrices G y H . Cuando el fallo ocurre, las acciones a_1 , a_2 , a_5 , a_9 y a_{10} se ejecutan de la siguiente manera:

- Los límites superior e inferior del SOC_{le} se extienden a $[35\% - 80\%]$ para aumentar la capacidad total de almacenamiento de energía a través de las acciones a_1 y a_2 ($H_{1,1} = 35$ y $H_{1,2} = 80$). Inicialmente esta restricción se fija en 40% y 75%.
- Para permitir que la batería de plomo satisfaga la demanda, el factor de ponderación del seguimiento de referencia para SOC_{le} se reduce a 10^{-8} mediante la acción a_5 según se indica en $H_{1,5}$.
- Al establecer la potencia de carga y descarga de la batería de ion litio en 0 mediante a_9 y a_{10} se evita que el controlador proponga soluciones que no son posibles debido al fallo. Comparar las figuras 4.23 y 5.8.

Cuando $P_{net} < 0$ (hasta 5:50 horas aproximadamente), es necesario satisfacer la demanda en ausencia de generación. Hay que tener en cuenta los valores de P_{le} y P_{grid} en la figura 5.8; mientras que el primero se incrementa para suministrar energía con la batería de plomo después del fallo, el segundo se disminuye para no comprar energía de la red principal y la batería de plomo sufre un proceso de descarga.

Por otro lado, cuando $P_{net} > 0$ (excedente de energía), la batería de plomo aumenta su carga hasta alcanzar el valor máximo, 80% en $t = 11 : 00 h$ aproximadamente.

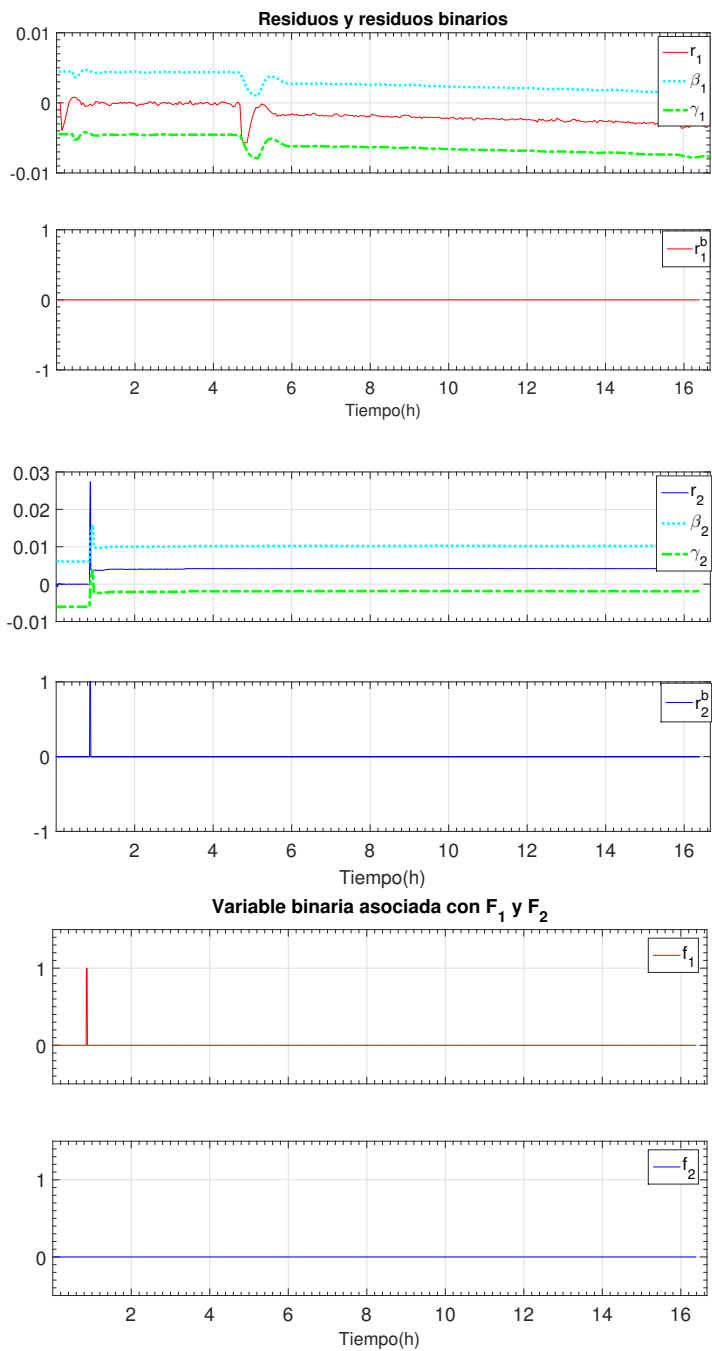


Figura 5.9 Ensayo 8. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos y con reconfiguración.

En este momento, el excedente de energía se vende a la red principal ($P_{grid} < 0$) y P_{le} aumenta hasta llegar a cero. La figura 5.8 muestra cómo el estado de la batería de litio (SOC_{li}) permanece aproximadamente constante, y el estado de las baterías de plomo (SOC_{le}) se incrementa debido al excedente de energía de la generación solar.

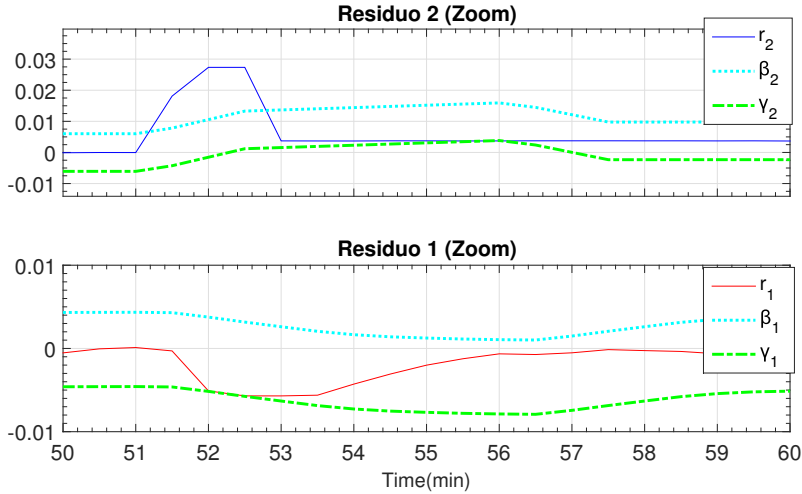


Figura 5.10 Ensayo 8. Zoom en las señales de residuos.

Finalmente, la batería comienza a descargarse (P_{le} es positivo) para satisfacer la demanda. Puede verse en la figura 5.8 que P_{li} permanece con un valor distinto de cero debido a incertidumbres en las mediciones; esto provoca una pequeña disminución de SOC_{li} .

La figura 5.9 muestra los residuos calculados y las variables binarias r_i^b y f_i . Cuando el fallo es detectado $f_1 = 1$ debido a que $r_1^b = 0$ y $r_2^b = 1$. La figura 5.10 representa los residuos calculados con zoom en el área de interés.

Para cuantificar las mejoras que se alcanzan con la reconfiguración, se ha proporcionado un índice de desempeño. Para ello, la variable P_{grid} es usada para calcular la energía que se comprará a la red principal para satisfacer las cargas de la microrred. La tabla 5.3 compara el escenario en el que ocurre el fallo pero no se realiza la reconfiguración (sección 4.3.4.2) y el escenario en el que sí se ejecutan las acciones de reconfiguración. El período considerado es de 0 a 3:00 horas aproximadamente. Como se puede observar, la energía comprada a la red en el escenario sin mitigación es significativamente mayor que la necesaria en el escenario con mitigación. La figura 5.11 muestra esta información, donde las áreas bajo las líneas azul y roja son los escenarios de reconfiguración y no reconfiguración, respectivamente. Tenga en cuenta que el ahorro logrado es del 32,3% con la reconfiguración.

Tabla 5.3 Comparación de uso de la red principal..

Ensayo	Energía de la red principal
2: sin reconfiguracion	0.96 kWh
8: con reconfiguracion	0.65 kWh

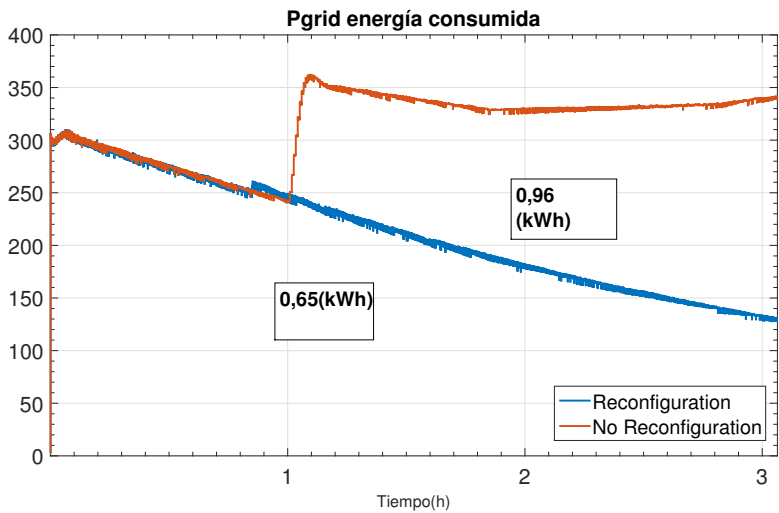


Figura 5.11 Ensayo 8. Cuantificación de mejoras en el ensayo mediante el consumo de P_{grid} .

5.1.3.5 Respuesta en la demanda

Este método propuesto emplea para el caso de fallo abrupto total de la red de distribución (fallo S5.1), la reducción del consumo de electricidad utilizando conceptos de Respuesta de la Demanda o Demand Response, DR (por sus siglas en inglés) como la reducción de carga y la reconfiguración de parámetros que adaptan el controlador al nuevo escenario de suministro de energía. En este caso es necesario añadir una variable binaria en la matriz G o H para indicar que la reconfiguración se realiza mediante técnicas de respuesta a la demanda.

Este procedimiento ha sido publicado en [41]. En este trabajo se realizó la reducción del consumo mediante el corte de cargas eléctricas, permitiendo la reducción del consumo eléctrico en caso de fallo en la red de distribución. Las cargas desconectadas en caso de avería en la red de distribución fueron preestablecidas de modo off-line, evitando el corte de servicios esenciales.

Hay trabajos que aplican este tipo de técnicas de respuesta a la demanda para reducir la demanda de energía en horas de pico minimizando el uso energético en horas preestablecidas, en un trabajo en el cual el propio autor de la tesis ha colaborado activamente en su desarrollo (ver [42]). Aquí se expone un ejemplo de este tipo de aplicación. En este trabajo se utilizó la técnica de reducción de carga, Load

Curtailment (LC) en inglés. La novedad respecto a este trabajo presentada en esta tesis consiste en utilizar la técnica de reducción de carga para mitigar fallos y ampliar el tiempo de autonomía de los servicios esenciales del sistema de energía.

La función objetivo que permite utilizar este novedoso mecanismo de tolerancia difiere de la presentada en la sección 2.4. En este caso para la microrred del laboratorio toma la forma:

$$\begin{aligned}
 J = & \sum_{k=1}^{N_p} (\delta_1 \cdot \sigma + (1 - \sigma) \cdot \delta_2) \left(SOC_{le,(t+k)} - SOC_{le,ref} \right)^2 + \\
 & + (\delta_3 \cdot \sigma + (1 - \sigma) \cdot \delta_4) \left(SOC_{li,(t+k)} - SOC_{li,ref} \right)^2 + \\
 & + \delta_5 \cdot \left(P_{loads,(t+k)}^2 - (P_{dem}(\theta_1 \cdot \sigma + (1 - \sigma) \cdot \theta_2)) \right)^2 + \\
 & + \sum_{k=1}^{N_c} (\alpha_1 \cdot \sigma + (1 - \sigma) \cdot \alpha_2) P_{grid,(t+k)}^2 + \\
 & + (\alpha_3 \cdot \sigma + (1 - \sigma) \cdot \alpha_4) PB_{li,(t+k)}^2 + \\
 & + \alpha_5 \cdot P_{loads,(t+k)}^2 + \\
 & + (\lambda_1 \cdot \sigma + (1 - \sigma) \cdot \lambda_2) \Delta P_{grid,(t+k)}^2 + \\
 & + (\lambda_3 \cdot \sigma + (1 - \sigma) \cdot \lambda_4) \Delta PB_{li,(t+k)}^2 + \\
 & + \lambda_5 \cdot \Delta P_{loads,(t+k)}^2,
 \end{aligned} \tag{5.24}$$

donde δ_i , γ_i y α_i son los pesos que definen las prioridades del objetivo, y θ_i es el factor de ponderación relacionado con la reducción de la demanda. La reducción de carga y la reconfiguración del controlador en este caso se lleva a cabo mediante una variable binaria $\sigma \in \{0,1\}$ asociada a los diferentes pesos en la función objetivo.

5.1.3.6 Ensayo 9: reducción de carga

Este ensayo es continuación del ensayo expuesto en la sección 4.3.2. La configuración de la microrred propuesta carece del subsistema de almacenamiento de hidrógeno lo que puede agudizar las consecuencias de un fallo en P_{grid} . Este hecho afecta principalmente a la autonomía de la planta ante un fallo en la red de distribución. En este caso, para mitigar el fallo se realizan ajustes que implican la reducción del consumo de electricidad utilizando conceptos de DR como la reducción de carga (LC) y la reconfiguración de parámetros que adaptan el controlador al nuevo escenario de suministro de energía.

El modelo en espacio de estados utilizado para el control se expresa en este caso como:

$$x(t+1) = x(t) + \begin{bmatrix} 0.0936 & 0.0936 & 0 \\ 0 & 0.0752 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} u(t) + \begin{bmatrix} 0.0936 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} v(t) \tag{5.25}$$

donde $x(t)$ son los estados del sistema y en este caso incluye el perfil de demanda de electricidad P_{dem} . Este mecanismo de tolerancia disminuye la carga con el fin de aumentar el tiempo de autonomía de la microrred en ausencia de conexión con la red de distribución general. Solo se han realizado ensayos para fallos en P_{grid} . La función objetivo usada en este caso ha sido definida en la ecuación (5.24). El factor de ponderación relativo al seguimiento de referencias se ha definido con el fin de mantener la batería de plomo ácido en un nivel de tensión estable. Los factores de ponderación iniciales propuestos en el problema de optimización se definen como:

$$\delta = \begin{bmatrix} 10^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & 6 \cdot 10^{-5} & 0 \\ 0 & 0 & 12 \cdot 10^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.26)$$

$$\lambda = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-2} & 0 & 0 \\ 0 & 1.6 \cdot 10^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & 10^{-2} \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

$$\alpha = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & 1.6 \cdot 10^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & 12 \cdot 10^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.28)$$

$$\theta = 1 \quad (5.29)$$

El plan de mitigación se envía al FRB para que las ejecute. Las acciones de mitigación se definen como:

- a_1 : cambia el valor del límite superior en las restricciones del SOC_{le} en (3.18).
- a_2 : cambia el valor del límite inferior en las restricciones del SOC_{le} en (3.18).
- a_3 : cambia el valor del límite superior en las restricciones del SOC_{li} en (3.18).
- a_4 : cambia el valor del límite inferior en las restricciones del SOC_{li} en (3.18).
- a_5 : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_6 : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_7 : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).
- a_8 : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).
- a_9 : cambia el valor de σ . Cuando $\sigma = 1$ activa el factor de peso asociado con el modo de funcionamiento sin fallos. de otro modo cuando $\sigma = 0$ activa el factor de peso asociado con el modo de funcionamiento con fallos.

El plan de mitigación viene dado por las matrices G y H , que en este caso son:

$$G = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

$$H = \begin{bmatrix} 80 & 35 & 80 & 30 & 6 & -2.5 & 0 & 0 & 1 \\ 80 & 35 & 85 & 25 & 0 & 0 & 2.9 & 2.9 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.31)$$

La matriz G indica las acciones a realizar en función del fallo, el valor de las acciones se determina en la matriz H . Los factores de ponderación activados cuando $\sigma = 0$ son:

$$\delta = \begin{bmatrix} 6 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 6 \cdot 10^{-4} & 0 \\ 0 & 0 & 8 \cdot 10^{-2} \end{bmatrix} \quad (5.32)$$

$$\lambda = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-2} & 0 & 0 \\ 0 & 1.6 \cdot 10^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & 10^{-2} \end{bmatrix} \quad (5.33)$$

$$\alpha = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & 1.6 \cdot 10^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & 12 \cdot 10^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

$$\theta = 0.75 \quad (5.35)$$

En este escenario se provoca el mismo fallo en P_{grid} a las 17:00 h para facilitar la comparación con el caso anterior sin mitigación (sección 4.3.2). Se producen acciones de reconfiguración para mantener el control de la microrred y aumentar el tiempo de autonomía de la planta mientras se encuentra desconectada de la red de distribución. Cuando el fallo sucede se llevan a cabo las acciones $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$ y a_9 (ver matrices G en la ecuación (5.30) y H en la ecuación (5.31)). En este caso se aumentan los límites inferior y superior de los ESSs y se ponen a cero los límites de P_{grid} . Además se cambia el valor de σ a cero de modo que los nuevos factores de operación vienen dados por las expresiones (5.32), (5.33), (5.34) y (5.35).

En la figura 5.12 se observa cómo a partir de las 17:00 h disminuye el estado de carga de las baterías de plomo (SOC_{le}). En este caso la batería de plomo satisface parte de la energía demandada, la cual se ha disminuido un 25 % respecto al valor deseado (P_{dem}).

La disminución de carga inducida en el sistema se puede ver en la figura 5.13 junto con el resto de entradas del sistema. En este caso se observa cómo se obtienen soluciones factibles en el problema de optimización y se aumenta la autonomía del sistema respecto al caso anterior sin poner en peligro la integridad de los equipos que conforman la planta.

En las figuras 5.12 y 5.13 se puede apreciar la estrategia propuesta, donde se integran técnicas de reducción de la carga junto con técnicas de detección e identificación de fallos de modo satisfactorio. Los residuos generados mediante el método de modelo adaptativo para el cálculo de residuos (4.3.1) se presentan en 5.14.

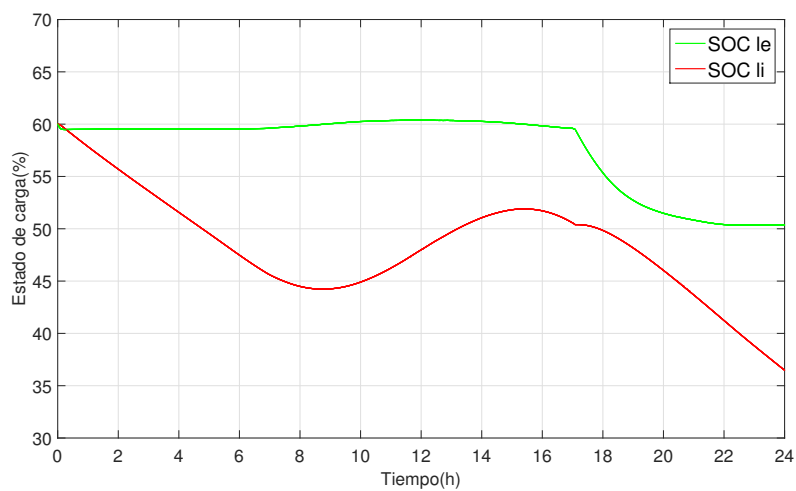


Figura 5.12 Ensayo 9. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} con mitigación y reducción de carga.

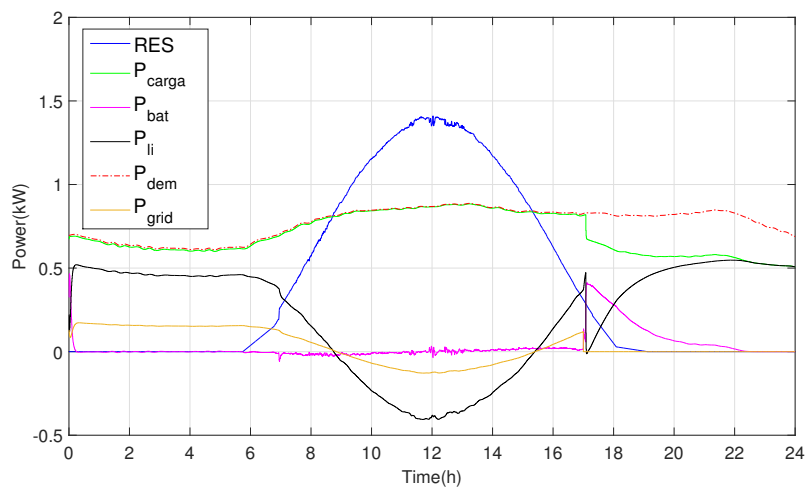


Figura 5.13 Ensayo 9. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} con mitigación y reducción de carga.

5.1.3.7 Ensayo 10: técnicas de respuesta a la demanda, robustez híbrida

El bloque FDIB hace uso del método de robustez híbrida descrito en la sección 4.3.5. En este ensayo experimental se mitigan los fallos mediante la reducción del consumo de electricidad utilizando conceptos de DR. Este ensayo experimental plantea el mismo escenario que el presentado en la sección 5.1.3.6 en simulación.

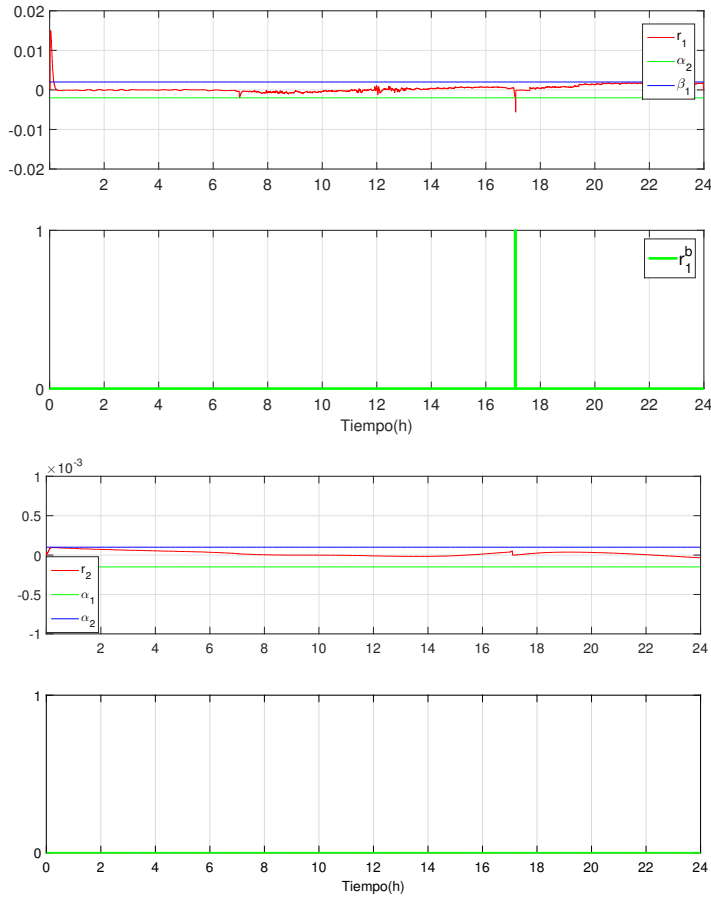


Figura 5.14 Ensayo 9. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} con mitigación y reducción de carga.

El periodo es desde las 16:00 h a las 21:00 h. La diferencia radica en el método utilizado para aumentar la robustez del sistema FDI.

En este escenario se produce un fallo en P_{grid} a las 17:00 h aproximadamente. Se plantea un método de reconfiguración que incluye reducción de carga junto con acciones de mitigación que modifican los factores de ponderación del MPC. Una vez el fallo es detectado se llevan a cabo las acciones de reconfiguración dadas por $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$ y a_9 , (ver matrices en las expresiones (5.30) y (5.31)).

Al igual que sucedía en simulación, una vez ocurre el fallo, el SOC de las baterías de plomo ácido disminuye, ver figura 5.15. En el caso experimental SOC_{le} se reduce en mayor proporción que en la simulación de la sección 5.1.3.6. Este hecho tiene que ver con el SOC_{li} inicial.

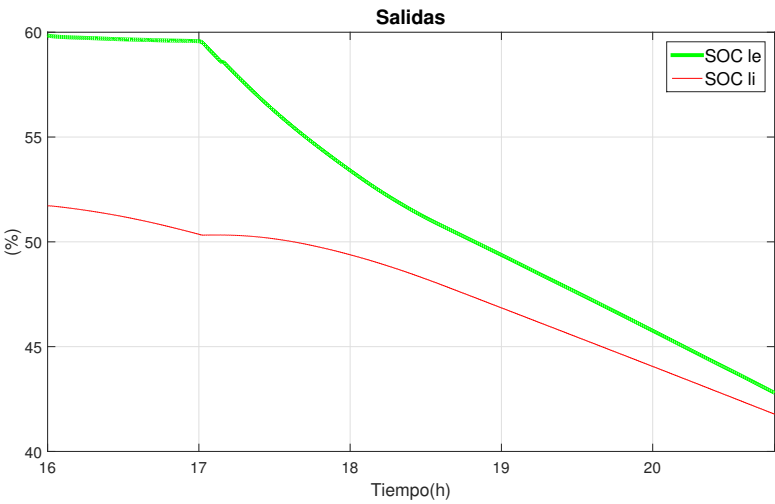


Figura 5.15 Ensayo 10. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos y con reconfiguración.

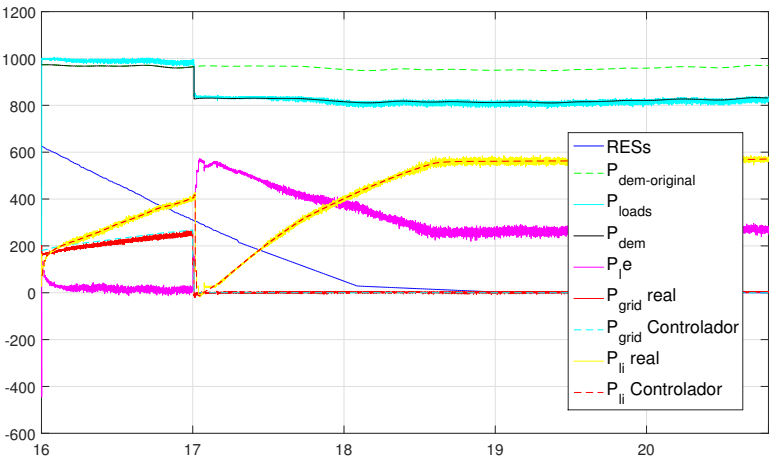


Figura 5.16 Ensayo 10. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos y con reconfiguración.

La disminución de carga (25 %) junto con el resto de entradas del sistema puede verse en la figura 5.16.

La figura 5.17 describe los residuos. Hay que tener en cuenta que los residuos binarios (r_i^b) toman un valor igual a 1, cuando los residuos brutos (r_i) superan los umbrales. Una vez esto sucede, se puede concluir que existe alguna inconsistencia.

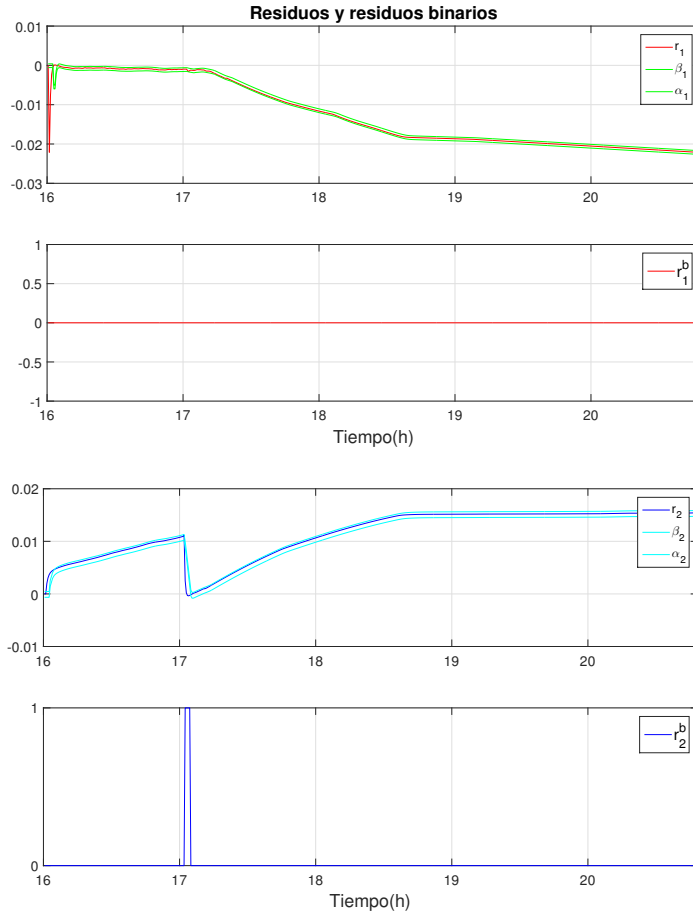


Figura 5.17 Ensayo 10. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos y con reconfiguración.

Luego a través de la matriz S y las variables binarias f_i se puede determinar dónde se ha producido el fallo.

5.2 Ensayos de robustez híbrida con reconfiguración frente al fallo

En esta sección se presentan ensayos correspondientes a los realizados en 4.3.7 pero en esta ocasión se llevan a cabo acciones de mitigación. Los factores de ponderación propuestos en el problema de optimización se definen como:

$$\delta = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 10^{-5} & 0 \\ 0 & 0 & 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

$$\lambda = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.37)$$

$$\alpha = \begin{bmatrix} 5 \cdot 10^{-5} & 0 & 0 \\ 0 & 1 \cdot 10^{-3} & 0 \\ 0 & 0 & 5 \cdot 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (5.38)$$

El factor de ponderación relativo al seguimiento de la referencia (δ) se ha definido con el propósito de mantener la batería de plomo ácido en un nivel de tensión estable. El factor de ponderación del esfuerzo de incremento de control (λ) se ha decidido que sea igual para todas las variables de control. El factor de ponderación del esfuerzo de control (α) se ha definido con el propósito de favorecer el uso de los ESSs frente a la red de distribución. Se exponen 2 simulaciones, ambas aplican el método híbrido de robustez desarrollado en la sección 4.3.5 y ejecutan acciones de mitigación.

Las acciones de mitigación consideradas para el caso de reconfiguración así como las matrices G y H para este caso se definen a continuación:

- a_1 : cambia el valor del límite superior del SOC_{le} en (3.18).
- a_2 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{le} en (3.18).
- a_3 : cambia el valor del límite superior del LOH en (3.18).
- a_4 : cambia el valor del límite inferior del LOH en (3.18).
- a_5 : cambia el valor del límite superior del SOC_{li} en (3.18).
- a_6 : cambia el valor del límite inferior del SOC_{li} en (3.18).
- a_7 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(1,1)$ en (5.36).
- a_8 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(2,2)$ en (5.36).
- a_9 : cambia el valor del factor de ponderación $\delta(3,3)$ en (5.36).
- a_{10} : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{H2} en (3.17).
- a_{11} : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{H2} en (3.17).
- a_{12} : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_{13} : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{grid} en (3.17).
- a_{14} : cambia el valor máximo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).
- a_{15} : cambia el valor mínimo de la variable manipulada P_{li} en (3.17).

$$G = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

$$H = \begin{bmatrix} 80 & 35 & 95 & 5 & 80 & 30 & 10^{-5} & 10^{-5} & 10^{-5} & 1.2 & -2.2 & 6 & -2.5 & 0 & 0 \\ 80 & 35 & 95 & 10 & 90 & 30 & 10^{-5} & 10^{-5} & 10^{-5} & 0 & 0 & 6 & -2.5 & 2.95 & -2.95 \\ 80 & 35 & 95 & 5 & 90 & 30 & 10^{-3} & 10^{-5} & 10^{-5} & 1.2 & -2.2 & 0 & 0 & 2.95 & -2.95 \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

La matriz G indica las acciones a realizar en función del fallo acaecido. Como ejemplo, cuando se produce el fallo F_1 se ejecutan las acciones de mitigación $a_1, a_2, a_3, a_4, a_7, a_{14}$ y a_{15} . El valor de las acciones se determina en la matriz H .

De cara a mejorar el desempeño del tercer nivel de control o nivel superior del EMS podrían desarrollarse planes de mitigación que incluyan acciones de mitigación que modifiquen otros parámetros del MPC. En este escenario se considera la ocurrencia de fallo con mitigación. Se han provocado los mismo fallos que en la sección 4.3.7.2 para facilitar la comparación visual de ambos casos.

5.2.1 Ensayo 11 con fallo en el subsistema de almacenamiento de hidrógeno y con mitigación (pila de combustible)

Al igual que en el caso anterior sin reconfiguración (sección 4.3.7.3), el FDIB realiza las acciones de detección, aislamiento y evaluación del fallo. En este caso además se llevan a cabo las acciones de reconfiguración para mantener el control de la microrred. Las figuras 5.19 y 5.18 muestran las salidas y entradas del sistema, respectivamente. El fallo se produce a las 02:00 horas.

El objetivo de la reconfiguración es mantener a la microrred dentro de un rango de operación óptimo teniendo en cuenta la ausencia total del subsistema de almacenamiento de hidrógeno. Cuando el fallo F_2 ocurre se llevan a cabo las acciones $a_1, a_2, a_5, a_6, a_7, a_{10}$ y a_{11} según se puede deducir de las matrices G y H (ver (5.39) y (5.40)). Como se comentó anteriormente, estas acciones podrían ser distintas en función del criterio del autor o de la configuración de la propia planta. También se pueden calcular de forma online en función de la situación (ver sección 5.1.2).

Cabe destacar la función de informar al controlador de la ausencia del subsistema S3 mediante las acciones a_{10} y a_{11} poniendo P_{H2} a cero.

5.2.2 Ensayo 12 con fallo en la red de distribución y con mitigación

Se provoca el mismo fallo que en la sección 4.3.7.5 pero en este caso además se llevan a cabo las acciones de reconfiguración. Las figuras 5.21 y 5.22 muestran las salidas y entradas del sistema respectivamente. El fallo se produce a las 14:00 horas. En este caso el objetivo de la reconfiguración es satisfacer la demanda el máximo tiempo posible en ausencia de la red de distribución manteniendo a la microrred dentro de un rango de operación óptimo. Cuando el fallo F_3 ocurre se llevan a cabo las acciones $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6, a_7, a_{12}$ y a_{13} , (ver (5.39) y (5.40)).

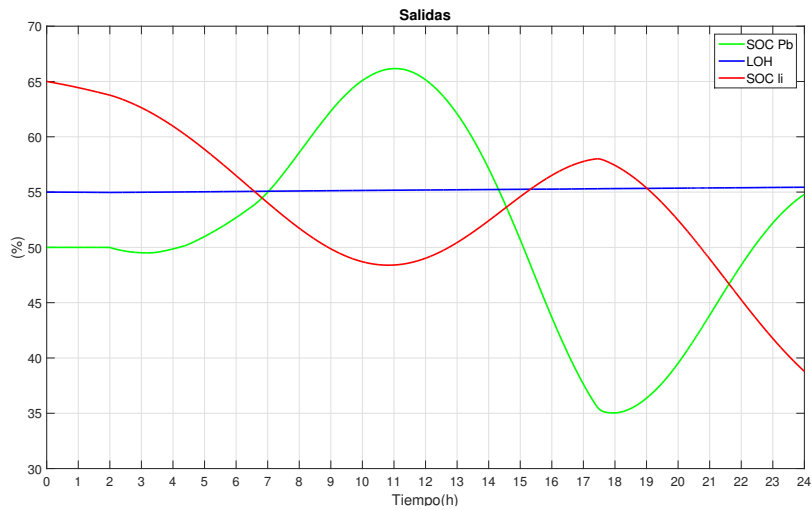


Figura 5.18 Ensayo 11. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{H2} y con mitigación.

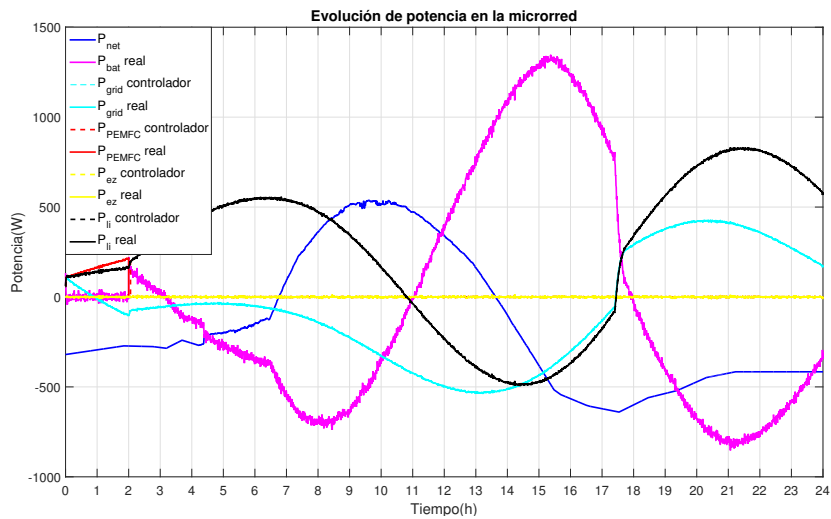


Figura 5.19 Ensayo 11. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{H2} y con mitigación.

En este caso para aumentar la capacidad de almacenamiento de la microrred los límites superior e inferior de los niveles de carga de los ESSs se extienden para permitir un rango operativo más amplio a través de las acciones $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$. Además, para permitir que la batería de plomo pueda satisfacer parte de la

demanda, el factor de ponderación del seguimiento de referencia (δ) para el SOC_{le} se reduce a 10^{-4} mediante la acción a_7 . El controlador tiene en cuenta la ausencia del subsistema $S5$ a través de las acciones a_{10} y a_{11} que ponen P_{grid} a cero.

Una vez sucede el fallo la batería de plomo aumenta el rango de potencia que intercambia con el bus (ver figura 5.22). Además, se aprecia cómo al tener una dinámica más rápida, este ESS asume las variaciones de potencia a corto plazo. Este hecho provoca la variación de su estado de carga (ver figura 5.21).

En la figura 5.23 se muestran r_i , β_i , γ_i y r_i^b . Los umbrales β_i y γ_i se calculan con un intervalo de confianza del 95 %.

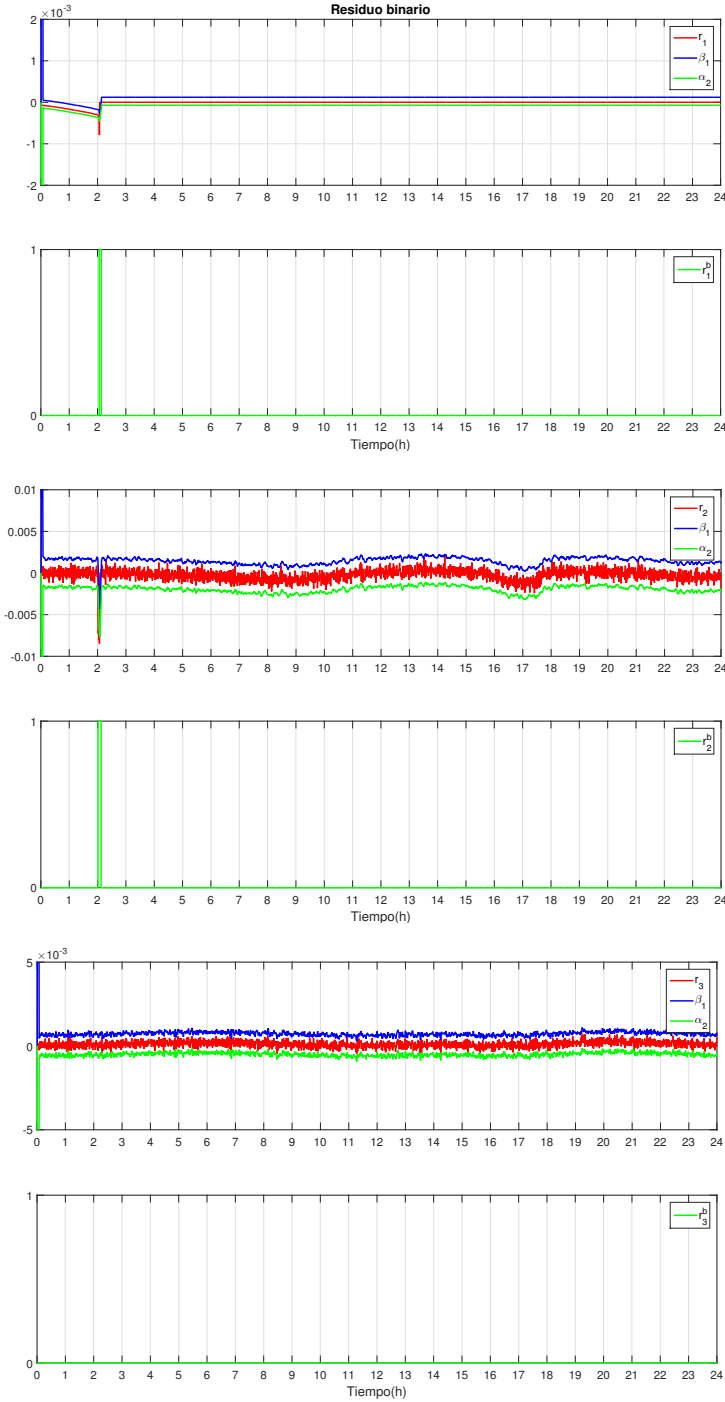


Figura 5.20 Ensayo 11. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{H2} y con mitigación.

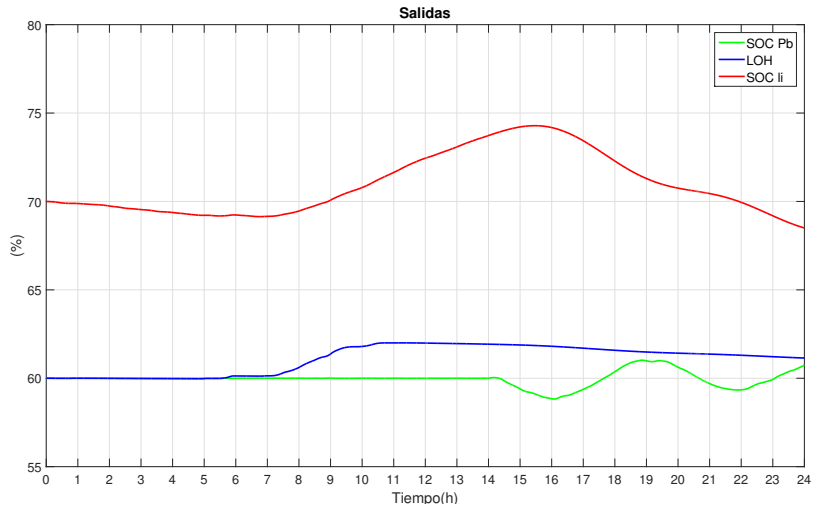


Figura 5.21 Ensayo 12. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} y con mitigación.

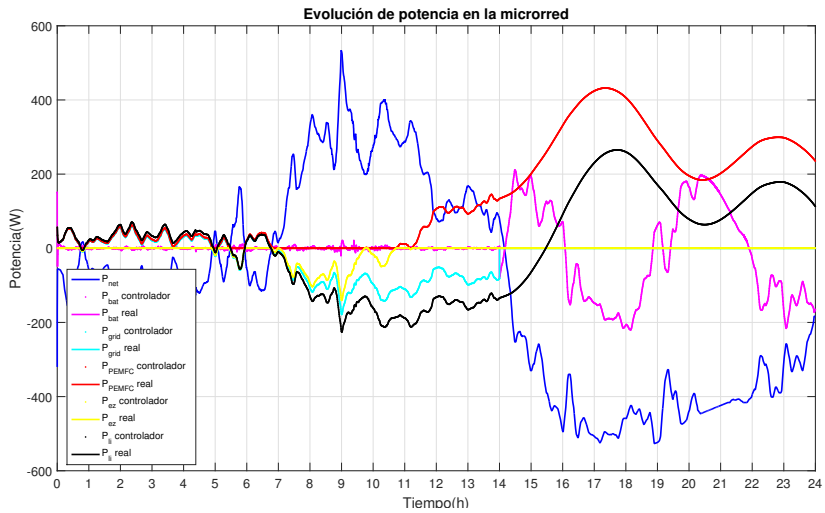


Figura 5.22 Ensayo 12. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} y con mitigación.

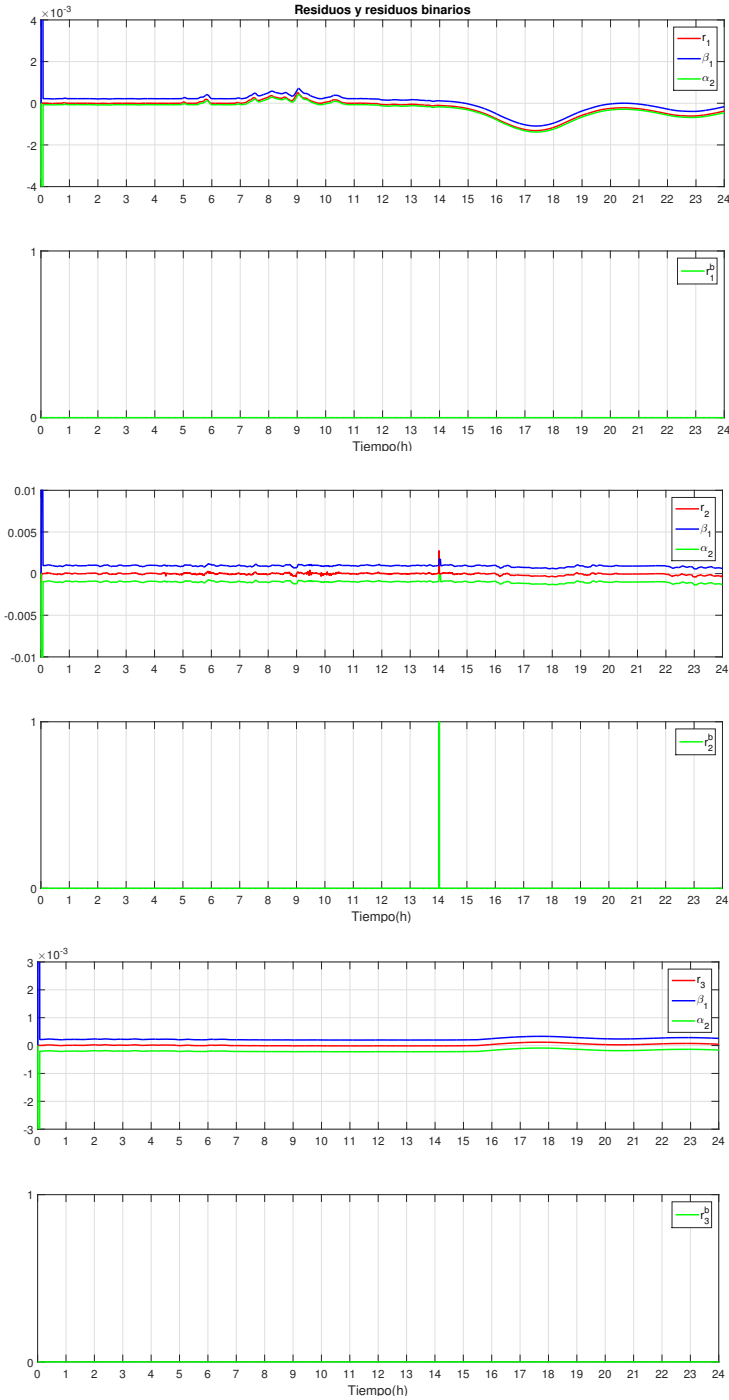


Figura 5.23 Ensayo 12. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} y con mitigación.

6 Conclusiones

Hasta luego Lucas

GREGORIO SANCHEZ

Para finalizar, se realiza un resumen de las conclusiones más importantes obtenidas durante el desarrollo de esta tesis:

Mediante un estudio del estado del arte en el ámbito de los sistemas de energía distribuidos se detectó la necesidad de incorporar estrategias de control tolerante a fallos (FTC) en el nivel de gestión energética (EMS) que puedan proporcionar herramientas para diagnosticar y mitigar fallos en este nivel de control. Una vez detectada la necesidad, se inició un análisis del estado del arte relacionado con el control tolerante a fallos con el fin de diseñar una estrategia de FTC eficaz. A continuación, se realizó el diseño y desarrollo de una estrategia de control tolerante a fallos inicial. Tras observar las carencias de los métodos iniciales, se propusieron mejoras para optimizar el diagnóstico y mitigación de los fallos. Fruto de estas mejoras se realizaron las siguientes contribuciones:

1. Una metodología para estudiar los posibles tipos de fallos que pueden ocurrir y su propagación en un sistema de energía distribuido desde el punto de vista del sistema de gestión de energía a través de la planta experimental (capítulo 3).
2. Un método de robustez activa para el diagnóstico de fallos que reduce las incertidumbres de modelado en la generación de residuos (sección 4.3.1). Su eficacia se mostró a través de ensayos (secciones 4.3.2, 4.3.2.1 y 4.3.2.2).
3. Un método de robustez pasiva para el diagnóstico de fallos mediante la optimización de los umbrales, calculados en cada periodo de muestreo (sección 4.3.3). Su eficacia se mostró a través de ensayos (secciones 4.3.4, 4.3.4.1 y 4.3.4.2).
4. Un método de robustez híbrido para el diagnóstico de fallos que integra los métodos de robustez activa y pasiva desarrollados (sección 4.3.5). Su eficacia

se mostró a través de ensayos (secciones 4.3.6 y 4.3.6.1).

5. Un método para evaluar el tamaño del fallo mediante el calculo de residuos virtuales (sección 4.5). Su eficacia se mostró a través del ensayo (sección 4.5.1)
6. Un método para generar de modo online el plan de mitigación (sección 5.1.2). Su eficacia se mostró a través del ensayo (sección 5.1.2.1).
7. El examen del desempeño que puede alcanzar el mecanismo de tolerancia mediante acomodación al fallo en EMSs de microrredes (secciones 5.1.3.1 y 5.1.3.2).
8. El examen del desempeño que puede alcanzar el mecanismo de tolerancia mediante reconfiguración frente al fallo en EMSs de microrredes (secciones 5.1.3.3 y 5.1.3.4).
9. Un método de reducción de carga que posteriormente fué aplicado como mecanismo de tolerancia a fallos 5.1.3.5. Se mostró su eficacia a través de ensayos (secciones 5.1.3.6 y 5.1.3.7).

A raíz de estas contribuciones se publicaron algunos artículos (ver sección 1.4), si bien existen otros que se encuentran en proceso de revisión y/o desarrollo.

6.1 Futuras líneas de investigación

Una vez concluida la tesis se muestran posibles líneas de investigación:

1. Comprobar el desempeño de los métodos desarrollados en plantas con distintas configuraciones a la estudiada que incluyan por ejemplo otros tipos de sistemas de almacenamiento de energía, microrredes que interactúen con agentes externos como vehículos eléctricos, redes de microrredes,...
2. Desarrollar métodos de diagnóstico de fallos robustos aplicados a sistemas de gestión de energía. En este sentido una línea de investigación interesante podría consistir en utilizar técnicas de diagnóstico propias de la comunidad AI en colaboración con técnicas de la comunidad FDI.
3. En línea con el método de generación del plan de mitigación de modo online desarrollado en esta tesis, diseñar métodos que permitan a los niveles superiores de control optimizar de modo online la planificación de los recursos de la red teniendo en cuenta la ocurrencia de fallos.
4. Desarrollar algoritmos que utilicen técnicas de gestión de riesgos de manera conjunta con técnicas de FTC.

Índice de Figuras

1.1	Fases de ejecución de la Tesis	6
2.1	Tecnologías de almacenamiento en función de la potencia y el tiempo de descarga, ver [16]	13
2.2	Jerarquía de Control de referencia, ver [13]	16
2.3	Esquema de un EMS tipo formado por dos niveles de control	19
2.4	Esquema de las zonas de comportamiento en función del fallo [8]	24
2.5	Métodos de diagnóstico de fallos basados en modelos de la comunidad FDI	28
2.6	Ejemplo de residuo dirigido	30
2.7	Ejemplo de residuo estructurado	30
3.1	Visión general de la planta experimental Hylab	42
3.2	Esquema general de la planta experimental Hylab	58
3.3	Esquema de medidas de la planta experimental Hylab	59
4.1	Etapas de diseño del FTPC	65
4.2	Esquema general de la estrategia de FTPC desarrollada	66
4.3	Detalles del Módulo FM	67
4.4	Caracterización del banco de baterías de plomo ácido en carga	70
4.5	Caracterización del banco de baterías de plomo ácido en descarga	70
4.6	Caracterización del banco de baterías de ion litio en carga	71
4.7	Caracterización del banco de baterías de ion litio en descarga	71
4.8	Caracterización del subsistema de almacenamiento de energía mediante H_2 en carga	72
4.9	Caracterización del subsistema de almacenamiento de energía en descarga	73
4.10	Ensayo 1. Perfiles de generación, demanda y P_{net}	74
4.11	Ensayo 1. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos	75
4.12	Ensayo 1. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos	76
4.13	Ensayo 1. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos	77

4.14	Ensayo 1. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} sin mitigación	78
4.15	Ensayo 1. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} sin mitigación	78
4.16	Ensayo1. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} sin mitigación	79
4.17	Ensayo 2. Perfil de generación, demanda y P_{net}	82
4.18	Ensayo 2. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos	83
4.19	Ensayo 2. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos	84
4.20	Ensayo 2. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos	85
4.21	Señales de residuos, umbrales y residuos binarios para distintos valores de p	86
4.22	Ensayo 2. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos pero sin reconfiguración	88
4.23	Ensayo 2. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos pero sin reconfiguración	88
4.24	Ensayo 2. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos pero sin reconfiguración	89
4.25	Ensayo 3. Perfil de generación, demanda y P_{net}	91
4.26	Ensayo 3. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos pero sin reconfiguración	92
4.27	Ensayo 3. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos pero sin reconfiguración	93
4.28	Ensayo 3. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos pero sin reconfiguración	94
4.29	Ensayo 4. Perfil 1 de generación, demanda y P_{net}	95
4.30	Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos (perfil 1)	95
4.31	Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos (perfil 1)	96
4.32	Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos (perfil 1)	98
4.33	Ensayo 4. Perfil 2 de generación, demanda y P_{net}	99
4.34	Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario sin fallos (perfil 2)	99
4.35	Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario sin fallos (perfil 2)	100
4.36	Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario sin fallos (perfil 2)	101
4.37	Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{H2} y sin mitigación (perfil 2)	102
4.38	Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{H2} y sin mitigación (perfil 2)	102
4.39	Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{H2} y sin mitigación (perfil 2)	103

4.40	Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en el electrolizador	104
4.41	Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en el electrolizador	104
4.42	Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en el electrolizador	105
4.43	Ensayo 4. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} y sin mitigación (perfil 1)	106
4.44	Ensayo 4. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} y sin mitigación (perfil 1)	106
4.45	Ensayo 4. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} y sin mitigación (perfil 1)	107
4.46	Ensayo 5. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{li} y sin mitigación	109
4.47	Ensayo 5. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{li} y sin mitigación	110
4.48	Ensayo 5. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{li} y sin mitigación	111
4.49	Ensayo 5. Señales de residuos para un fallo virtual del 100% en P_{li}	112
5.1	Ensayo 6. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos y con reconfiguración	125
5.2	Ensayo 6. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos y con reconfiguración	126
5.3	Ensayo 6. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos y con reconfiguración	127
5.4	Ensayo 7. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{li} con acomodación al fallo	129
5.5	Ensayo 7. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{li} con acomodación al fallo	131
5.6	Ensayo 7. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{li} con acomodación al fallo	132
5.7	Ensayo 8. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos y con reconfiguración	134
5.8	Ensayo 8. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos y con reconfiguración	135
5.9	Ensayo 8. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos y con reconfiguración	136
5.10	Ensayo 8. Zoom en las señales de residuos	137
5.11	Ensayo 8. Cuantificación de mejoras en el ensayo mediante el consumo de P_{grid}	138
5.12	Ensayo 9. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} con mitigación y reducción de carga	142
5.13	Ensayo 9. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} con mitigación y reducción de carga	142

5.14	Ensayo 9. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} con mitigación y reducción de carga	143
5.15	Ensayo 10. Nivel de carga de los ESSs en un escenario con fallos y con reconfiguración	144
5.16	Ensayo 10. Entradas de las variables de control en un escenario con fallos y con reconfiguración	144
5.17	Ensayo 10. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario con fallos y con reconfiguración	145
5.18	Ensayo 11. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{H2} y con mitigación	148
5.19	Ensayo 11. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{H2} y con mitigación	148
5.20	Ensayo 11. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{H2} y con mitigación	150
5.21	Ensayo 12. Nivel de carga de los ESSs en un escenario de fallo en P_{grid} y con mitigación	151
5.22	Ensayo 12. Entradas de las variables de control en un escenario de fallo en P_{grid} y con mitigación	151
5.23	Ensayo 12. Señales de residuos, umbrales y residuos binarios en un escenario de fallo en P_{grid} y con mitigación	152

Índice de Tablas

2.1	Resumen de valores orientativos de los ESS utilizados para la estabilidad de la red	13
2.2	Resumen de valores orientativos de los ESS utilizados para reserva de energía	14
3.1	Características técnicas del banco de baterías de plomo ácido Classic Solar Enersol T-370	43
3.2	Características técnicas de la fuente electrónica de potencia LBS 60-100 del fabricante Powerbox	44
3.3	Características técnicas de la carga electrónica AMREL PLA modelo 2.5K-60-1000 del fabricante AMETEK	45
3.4	Características técnicas del banco de baterías de litio LFP 100Ah	45
3.5	Características técnicas del Campo Solar Fotovoltaico A-250M	46
3.6	Características técnicas del electrolizador Acta Heliocentris EL500	46
3.7	Características técnicas de la PEMFC NEXA 1200 de Heliocentris	47
3.8	Características técnicas del Hidruro Metálico HBond-7000H de Labtech	47
3.9	Nomenclatura de variables utilizadas en el modelo de la planta	55
3.10	Variables del modelo medidas y estimadas	59
4.1	Umrales estocásticos y variables binarias para distintas probabilidades ($\times 10^{-4}$)	87
4.2	Resultados de detección y aislamiento de fallos totales de los diferentes subsistemas	113
4.3	Sensibilidad, especificidad y tasa de falsos positivos y negativos para fallos totales de los diferentes subsistemas a partir de los datos de la tabla 4.2	113
4.4	Sensibilidad de cada fallo a ser aislado correctamente a partir de los datos de la tabla 4.2	114

4.5	Resultados de detección y aislamiento de fallos parciales de los diferentes subsistemas	115
4.6	Sensibilidad, especificidad y tasa de falsos positivos y negativos para fallos parciales de los diferentes subsistemas a partir de los datos de la tabla 4.5	116
4.7	Sensibilidad de cada fallo a ser aislado correctamente a partir de los datos de la tabla 4.5	116
5.1	Especificaciones de diseño generales del plan de mitigación	119
5.2	Clasificación general de los sistemas de diagnóstico y tolerancia en función del fallo	128
5.3	Comparación de uso de la red principal.	138

Bibliografía

- [1] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, and P. Tamburrano, *Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies*, Energy Conversion and Management **132** (2017), 372–387.
- [2] H.M.A. Antunes, S.M. Silva, D.I. Brandao, A.A.P. Machado, and V.R. Ferreira, *A fault-tolerant grid-forming converter applied to ac microgrids*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems **121** (2020).
- [3] M. Basseville, *Detecting changes in signals and systems—a survey*, Automatica **24** (1988), no. 3, 309–326.
- [4] A. Bidram and A. Davoudi, IEEE Transactions on Smart Grid **3** (2012), no. 4, 1963–1976.
- [5] M. Blanke, *Consistent design of dependable control systems*, Control Engineering Practice (CEP) (1996), 1305–0661.
- [6] M. Blanke, *Fault tolerant control systems*, New Trends in Advanced Control, Springer-Verlag (1999).
- [7] M. Blanke, W.C. Frei, J.R. Patton, and M. Staroswiecki, *What is fault-tolerant control?*, IFAC Proceedings Volumes **33** (2000), no. 11, 41–52.
- [8] M. Blanke, M. Kinnaert, J. Lunze, and M. Staroswiecki, *Diagnosis and fault-tolerant control. second edition*, Springer, 2006.
- [9] L. Blazquez and L. de Miguel, *Diagnóstico de fallos basado en el modelo de la planta para sistemas no lineales*, Universidad de Leon, 2003.
- [10] J. Blesa, P. Jimenez, D. Rotondo, F. Nejjari, and V. Puig, *An interval nlpv parity equations approach for fault detection and isolation of a wind farm*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **62** (2015), no. 6, 3794–3805.
- [11] Thilo Bocklisch, *Hybrid energy storage systems for renewable energy applications*, Energy Procedia, Elsevier **73** (2015), 103–111.
- [12] F. Boem, S. Rivero, G. Ferrari-Trecate, and T. Parisini, *Plug-and-play fault detection and isolation for large-scale nonlinear systems with stochastic*

- uncertainties*, IEEE Transactions on Automatic Control **64** (2018), no. 1, 4–19.
- [13] C. Bordons, F. Garcia-Torres, and M.A. Ridao, *Control predictivo en microrredes interconectadas y con vehículos eléctricos*, Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial **17** (2020), 239–253.
- [14] C. Bordons, F. Garcia-Torres, and L. Valverde, *Gestión Óptima de la energía en microrredes con generación renovable*, Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial **12** (2015), no. 2, 117–132.
- [15] C. Bordons, G. Teno, J.J. Marquez, and M. A. Ridao, *Effect of the integration of disturbances prediction in energy management systems for microgrids*, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), IEEE, 2019.
- [16] Carlos Bordons, Felix Garcia-Torres, and Miguel A. Ridao, *Model predictive control of microgrids*, Springer, 2020.
- [17] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor, and A. Jossen, *Photovoltaic self-consumption in germany using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy*, 2009.
- [18] G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, and F. Spagnolo, *A study on the energy management in domestic micro-grids based on model predictive control strategies*, Energy Conversion and Management **102** (2015), 50–58.
- [19] A. Camacho, I. Fernandez, C. Gasco, A. Macias, M.A. Martin, G. Reyes Delgado, and J. Rivas Escudero, *Sistemas instrumentados de seguridad y análisis sil*, Seccion Española (ISA), 2012.
- [20] Mar Castilla, Juan J. Marquez, A. Zafra-Cabeza, and C. Bordons, *Diagnosis y mitigación de fallos usando control predictivo sobre microrred experimental*, IV Simposio CEA de Modelado, Simulación y Optimización, CEA, 2018.
- [21] J. Chen and R.J. Patton, *Robust residual generation using unknown input observers*, Springer, 1999.
- [22] S. Cho and J. Jiang, *A fault detection and isolation technique using nonlinear support vectors dichotomizing multi-class parity space residuals*, Journal of Process Control **82** (2019), 31–43.
- [23] E. Chow and A. Willsky, *Analytical redundancy and the design of robust failure detection systems.*, IEEE Transactions on Automatic Control **7** (1984), no. 29.
- [24] A. Colmenar-Santos, E. Molina-Ibañez, E. Rosales-Asensio, and A. Lopez-Rey, *Technical approach for the inclusion of superconducting magnetic energy storage in a smart city*, Energy **158** (2018), 1080–1091.
- [25] Stefano Raimondi Cominesi, M. Farina, L. Giulioni, B. Picasso, and R. Scatolini, *A two-layer stochastic model predictive control scheme for microgrids*, IEEE Transactions on Control Systems Technology **26** (2017), no. 1, 1–13.

- [26] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, and R. Belmans, *Control of microgrids*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.
- [27] M.J. De la Fuente, *Viii international school on fault diagnosis of complex systems*, 2019.
- [28] X. Ding, Paul M. Frank, and L. Guo, *Nonlinear observer design via an extended observer canonical form*, Systems Control Letters **15** (1990), no. 4, 313–322.
- [29] K.C. Divya and J. Ostergaard, *Battery energy storage technology for power systems—an overview*, Electric Power Systems Research **79** (2009), no. 4, 511–512.
- [30] J. Ekanayake and N. Jenkins, *Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency*, IEEE Transmission on Energy Conversion **19** (2004), no. 4, 800–802.
- [31] T. Escobet, A. Bregon, B. Pulido, and V. Puig, *Fault diagnosis of dynamic systems, quantitative and qualitative approaches*, Springer, 2019.
- [32] J.H. Eto, R. Lasseter, D. Klapp, A. Khalsa, B. Schenkman, M. Illindala, and S. Baktiono, *The certs microgrid concept, as demonstrated at the certs/aep microgrid test bed*, 2018.
- [33] E. F. Camacho and C. Bordons, *Model predictive control. second edition*, Springer-Verlag, London, England, 2007.
- [34] Eduardo F. Camacho and C. Bordons, *Control predictivo: Pasado, presente y futuro*, Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial (2010).
- [35] M. Faisal, M.A. Hannan, P.J. Ker, A. Hussain, M.B. Mansor, and F. Blaabjerg, *Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges*, IEEE Access **6** (2018), 35143–35164.
- [36] Jesus Fraile Mora, *Máquinas eléctricas. quinta edición*, Mc Graw Hill, Madrid, Spain, 2003.
- [37] P. M Frank, *On-line fault detection in uncertain nonlinear systems using diagnostic observers: a survey*, International Journal of Systems Science **25** (1994), no. 12, 2129–2154.
- [38] P. M. Frank, *Trends in fault-tolerant control of engineering systems*, IFAC, 2004.
- [39] Paul Frank, *Enhancement of robustness in observer-based fault detection*, International Journal of Control **59** (1994), no. 4, 955–981.
- [40] Paul M. Frank, *Advanced fault detection and isolation schemes using nonlinear and robust observers*, IFAC Proceedings Volumes **20** (1987), no. 5, 63–68.

- [41] Vlademir A. Freire, Juan J. Marquez, C. Bordons, A. Zafra-Cabeza, and Lucia V. R. de Arruda, *Energy management system for microgrid considering operational faults in power supply*, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), IEEE, 2020.
- [42] Vlademir A. Freire, L. Valeria Ramos de Arruda, Carlos Bordons, and Juan J. Marquez, *Optimal demand response management of a residential microgrid using model predictive control*, IEEE Access **8** (2020).
- [43] F. Garcia-Torres, S. Vazquez, C. Bordons, I. Moreno-Garcia, A. Gil, and P. Roncero-Sanchez, *Power quality management of interconnected microgrids using model predictive control*, International Federation on Automatic Control World Congress 2020, 2020.
- [44] Felix Garcia-Torres, Carlos Bordons, and Miguel A. Ridao, *Optimal economic schedule for a network of microgrids with hybrid energy storage system using distributed model predictive control*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **66** (2019), no. 3.
- [45] Felix Garcia-Torres, Carlos Bordons, Javier Tobajas, Juan Jose Marquez, Joaquin Garrido-Zafra, and Antonio Moreno-Munoz, *Optimal schedule for networked microgrids under deregulated power market environment using model predictive control*, IEEE Transactions on Smart Grids (2020).
- [46] Felix Garcia-Torres, L. Valverde, and Carlos Bordons, *Optimal load sharing of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model-predictive control*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **63** (2016), no. 8.
- [47] Felix Garcia-Torres, Daniel G. Vilaplana, Carlos Bordons, Pedro Roncero-Sanchez, and Miguel A. Ridao, *Optimal management of microgrids with external agents including battery/fuel cell electric vehicles*, IEEE Transactions on Smart Grid **10** (2019), no. 4.
- [48] J. Gertler, *Fault detection and diagnosis in engineering systems*, Marcel Dekker, New York, 1998.
- [49] J. Gertler and D. Singer, *A new structural framework for parity equation-based failure detection and isolation*, Automatica **26** (1990), no. 2, 381–388.
- [50] J.M. Guerrero, M. Chandorkar, T. Lee, and P. C. Loh, *Advanced control architectures for intelligent microgrids—part i: Decentralized and hierarchical control*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **60** (2013), no. 4, 1254–1262.
- [51] J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, J. Matas, L. Garcia de Vicuña, and M. Castilla, *Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **58** (2011), no. 1, 158–172.
- [52] A. Hamdi, S.D. Beigvand, and M. La Scala, *A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids*, Renewable and Sustainable Energy Reviews **71** (2017), 742–766.

- [53] César Hernández-Hernández, Francisco Rodríguez, José Carlos Moreno, Paulo Renato Da Costa Mendes, Julio E. Normey-Rico, and José Luis Guzmán, *The comparison study of short-term prediction methods to enhance the model predictive controller applied to microgrid energy management*, *Energies* **10** (2017), 884.
- [54] A. Hoke, A. Brissette, S. Chandler, A. Pratt, and D. Maksimovic, *Look-ahead economic dispatch of microgrids with energy storage, using linear programming*, IEEE Conference on Technologies for Sustainability, 2013.
- [55] L. Holdsworth, X. Wu, J. Ekanayake, and N. Jenkins, *Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances*, IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution **150** (2003), no. 3, 343–352.
- [56] S. Huang, K.K. Tan, and T.H. Lee, *Fault diagnosis and fault-tolerant control in linear drives using the kalman filter*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **59** (2012), 4285–4292.
- [57] R. Isermann, *Fault-diagnosis systems. an introduction from fault detection to fault tolerance*, Springer, 2006.
- [58] P. Kall and S.W. Wallace, *Stochastic programming, first edition*, Springer, 1994.
- [59] M. Kordestani, M. F. Samadi, M. Saif, and K. Khorasani, *A new fault prognosis of mfs system using integrated extended kalman filter and bayesian method*, IEEE Transactions on Industrial Informatics (2018), 1.
- [60] Marcelo M. Morato, R.C. Mendes Paulo, Julio E. Normey-Rico, and Carlos Bordons, *Lpv-mpc fault-tolerant energy management strategy for renewable microgrids*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems **117** (2020), 105644.
- [61] J. M. Maciejowsky, *Fault-tolerant aspects of mpc.*, IEE Colloquium on Model Predictive Control: Techniques and Applications Day 2.
- [62] J.M. Maciejowsky, *Predictive control with constraints, first edition*, Prentice Hall, 2002.
- [63] A.G. Madureira, C.L. Moreira, and J.A.P. Lopes, *Secondary load-frequency control for microgrids in islanded operation*, ICREPQ, 2005, pp. 1–4.
- [64] J. J. Marquez, A. Zafra-Cabeza, C. Bordons, and Miguel A. Ridao, *A fault detection and reconfiguration approach using mpc for an experimental microgrid*, control engineering practice (CEP) (2020).
- [65] J.J. Marquez, A. Zafra-Cabeza, and C. Bordons, *Diagnosis and fault mitigation in a microgrid using model predictive control*, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), IEEE, 2018.
- [66] M.N. Marwali, J.W. Jung, and A. Keyhani, *Control of distributed generation systems - part ii: Load sharing control*, IEEE Transactions on Power Electronics **19** (2004), no. 6, 1551–1561.

- [67] P.R.C. Mendes, J.M. Maestre, C. Bordons, and J.E. Normey-Rico, *A practical approach for hybrid distributed mpc*, J Process Control **55** (2017), 30–41.
- [68] L. I. Minchala-Avila, L. E. Garza-Castanon, A. Vargas-Martinez, and Y. Zhang, *Hybrid adaptive fault-tolerant control algorithms for voltage and frequency regulation of an islanded microgrid*, Procedia Computer Science **52** (2015), 827–844.
- [69] H. Noura, D. Theilliol, J.C. Ponsart, and A. Chamseddine, *Fault-tolerant control systems. design and practical applications*, Springer, 2009.
- [70] H.M. Odendaal and T. Jones, *Actuator fault detection and isolation: An optimised parity space approach*, Control Engineering Practice **26** (2014), 222–232.
- [71] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G.A. Jimenez-Estevez, and N.D. Hatziargyriou, *Trends in microgrid control*, IEEE Transactions on Smart Grid **5** (2014), no. 4, 1905–1919.
- [72] O. Palizban and K. Kauhaniemi, *Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode*, Renewable and Sustainable Energy Reviews **44** (2015), 797–813.
- [73] A. Parisio, E. Rikos, G. Tzamalīs, and L. Glielmo, *Use of model predictive control for experimental microgrid optimization*, Applied Energy **115** (2014), 37–46.
- [74] M. Pereira, D. Limón, D. Muñoz de la Peña, L. Valverde, and T. Alamo, *Periodic economic control of a nonisolated microgrid*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **62** (2015), no. 8, 5247–5255.
- [75] F. Pierri and G. Paviglianiti, *Observer-based actuator fault detection for chemical batch reactors: a comparison between nonlinear adaptive and h - based approaches.*, Mediterranean Conference on Control and Automation., 2007.
- [76] B. Pourbabaee, N. Meskin, and K. Khorasani, *Sensor fault detection, isolation, and identification using multiple-model-based hybrid kalman filter for gas turbine engines*, IEEE Transactions on Control Systems Technology **24** (2016), 1184–1200.
- [77] V. Puig and J. Quevedo, *Fault-tolerant pid controllers using a passive robust fault-detection approach.*, Control Engineering Practice (CEP). **9** (2001), no. 11, 1221–1234.
- [78] V. Puig, J. Quevedo, T. Escobet, B. Morcego, and C. Ocampo-M., *Control tolerante a fallos (parte ii): Mecanismos de tolerancia y sistema supervisor*, Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial (RIAI) **1** (2004), no. 2.
- [79] V. Puig, J. Quevedo, T. Escobet, B. Morcego, and C. Ocampo-Martinez, *Control tolerante a fallos (parte i): Fundamentos y diagnóstico de fallos*,

- Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial (RIAI) **1** (2004), no. 1.
- [80] D. Randall, *Expert systems: Where are we? and where do we go from here?*, AI Magazine **3** (1982), no. 2.
- [81] J. Reger, H.S. Ramirez, and M. Filess, *On non-asymptotic observation of nonlinear systems*, Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control, 2004.
- [82] R. Reiter, *A theory of diagnosis from first principles.*, Artificial Intelligence **32** (1987), 57–95.
- [83] J. Richalet, J.L. A. Rault, J.L. Testud, and Papon J., *Algorithmic control of industrial processes*, 4th ifac Symposium on Identification and System Parameter Estimation. Tbilisi ussr., 1976.
- [84] A. Ríos-Bolívar and W. Acuña, *Detección robusta de fallas en sistemas lineales con incertidumbres politópicas.*, Revista Técnica de Ingeniería. **32** (2009), no. 2, 160–169.
- [85] Pedram Samadi, Shahab Bahrami, Vincent WS Wong, and Robert Schober, *Power dispatch and load control with generation uncertainty*, IEEE Global Conference on Signal and Information Processing (GlobalSIP), IEEE, 2015.
- [86] R. Sebastian and R. Peña Alzola, *Flywheel energy storage systems: Review and simulation for an isolated wind power system*, Renewable and Sustainable Energy Reviews **16** (2012), no. 9, 6803–6813.
- [87] J. Selvaraj and N.A. Rahim, *Multilevel inverter for grid-connected pv system employing digital pi controller*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **56** (2009), no. 1, 149–158.
- [88] R. Seto Wibowo, K. Robby Firmansyah, N. Ketut Aryani, and A. Soeprijanto, *Dynamic economic dispatch of hybrid microgrid with energy storage using quadratic programming*, IEEE Conference Region 10, 2016.
- [89] M. Sevket Guney and Y. Tepe, *Classification and assessment of energy storage systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews **75** (2017), 1187–1197.
- [90] A. Tah and D. Das, *An enhanced droop control method for accurate load sharing and voltage improvement of isolated and interconnected dc microgrids*, IEEE Transactions on Sustainable Energy **7** (2016), no. 3, 1194–1204.
- [91] A.D. Tommaso, S. Favuzza, F. Genduso, R. Miceli, and G.R. Galluzzo, *Development of diagnostic systems for the fault tolerant operation of micro-grids*, International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), IEEE, 2010.
- [92] B. Tomoiaga, M. Chindris, A. Sumper, and Marzband M., *The optimization of microgrids operation through a heuristic energy management algorithm*, Advanced Engineering Forum **8-9** (2013), 185–194.
- [93] L. Valverde, F. Rosa, A. Del Real, A. Arce, and C. Bordons, *Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic*

- microgrid*, International Journal of Hydrogen Energy **38** (2013), no. 27, 11672–11684.
- [94] Luis Valverde Isorna, *Gestión de energía en sistemas con fuentes renovables y almacenamiento de energía basado en hidrógeno mediante control predictivo*, tesis doctoral, Universidad de Sevilla, 2013.
- [95] P. Velarde, L. Valverde, J.M. Maestre, C. Ocampo-Martínez, and C. Bordons, *On the comparison of stochastic model predictive control strategies applied to a hydrogen-based microgrid*, Journal of Power Sources **343** (2017), 161–173.
- [96] V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, K. Yin, and S.N. Kavuri, *A review of process fault detection and diagnosis: Part i: Quantitative model-based methods.*, Computers and Chemical Engineering **27** (2003), no. 3, 293–311.
- [97] Tamara Villegas Berbesi, *Aplicación de técnicas robustas para detección y diagnóstico de fallos*, tesis doctoral, Universidad de Valladolid, 2012.
- [98] F.J. Vivas, F. Segura, J.M. Andujar, A. Palacio, J. Saenz, F. Isorna, and E. Lopez, *Multi-objective fuzzy logic-based energy management system for microgrids with battery and hydrogen energy storage system*, Electronics **9** (2020), no. 7, 1074.
- [99] A.S. Willsky, *A survey of design methods for failure detection in dynamic systems.*, Automatica **12** (1976), 601–611.
- [100] Ke Yan, Zhiwei Ji, and Wen Shen, *Online fault detection methods for chillers combining extended kalman filter and recursive one-class svm*, Neurocomputing **228** (2017), 205–212.
- [101] Zhang Yan, Meng Fanlin, Wang Rui, Kazemtabrizi Behzad, and Shi Jianmai, *Uncertainty-resistant stochastic mpc approach for optimal operation of chp microgrid*, Energy **179** (2019), 1265–1278.
- [102] Ascensión Zafra-Cabeza, Pablo Velarde Rueda, and J.M. Maestre, *Multicriteria optimal operation of a microgrid considering risk analysis, renewable resources, and model predictive control*, Optimal Control Applications and Methods **41** (2019), no. 2.
- [103] Qinghua Zhang, *Adaptive kalman filter for actuator fault diagnosis*, Automatica **93** (2018), 333–342.
- [104] Y. Zhang and J. Jiang, *Bibliographical review on reconfigurable fault-tolerant control systems*, Annual Reviews in Control **32** (2008), 229–252.

Glosario

- ACS** Agua Caliente Sanitaria. 12
- AI** Artificial Intelligence. 26, 152
- BMS** Battery Management System. 43, 48, 49, 58
- CA** Corriente Alterna. 17, 36
- CBD** Coherence-Based Diagnosis. 26
- CC** Corriente Continua. 17
- CC/CC** Convertidor de Potencia de Corriente Continua. 17, 43–45, 48, 50, 52, 58
- CDF** Cumulative Distribution Function. 78, 79
- CERTS** Consortium for Electric Reliability Technology Solutions. 10
- CONFIGURA** Control Predictivo de Microrredes Reconfigurables con Almacenamiento Híbrido y Móvil. 5
- CSI** Current Source Inverter. 17
- DER** Distributed Energy Resources. 10, 15, 17, 24
- DR** Demand Response. 115, 124, 126, 136, 137, 139
- DX** Diagnosis. 26, 27
- EMS** Energy Management System. 4, 5, 7, 9, 18–20, 36, 42, 48–53, 62, 66, 127, 130, 145, 151–153
- ESB** External Supervisor Block. 65, 66, 116, 119, 126
- ESS** Energy Storage System. 3, 9–15, 17, 18, 24, 42, 43, 50, 53–57, 66–68, 72, 73, 76, 81, 86, 90, 94, 103, 105, 107, 110, 112, 123, 127, 132, 139, 140, 142, 144–146, 148, 153–156
- ETSI** Escuela Técnica Superior de Ingeniería. 48

- FDI** Fault Detection and Isolation. 7, 26–28, 31, 35, 62, 63, 79, 88, 91, 95, 116, 118, 120, 124, 140, 153
- FDIB** Fault Detection and Identification Block. 65, 66, 88, 93, 116, 127, 139, 145
- FMEA** Failure Mode and Effect Analysis. 23
- FMM** Fault Mitigation Module. 64, 65, 82, 93, 116, 122, 130
- FPA** Fault Propagation Analysis. 23
- FRB** Fault Reconfiguration Block. 65, 66, 86, 91, 95, 108, 116, 118, 119, 122, 123, 126, 127, 132, 138
- FTC** Fault Tolerant Control. 4, 6, 7, 9, 18, 20, 21, 23–25, 35, 36, 41, 42, 49–53, 124, 151, 152
- FTPC** Fault Tolerant Predictive Control. 36, 53, 61–64, 116, 118, 124, 153
- H₂* Hidrógeno. 14, 49, 50, 54, 58, 59, 70, 80, 89, 97–100, 103, 105, 126, 130, 153
- H2ESS** Hydrogen Energy Storage System. 43, 44, 46
- HESS** Hybrid Energy Storage System. 12, 20
- HEV** Hybrid Electric Vehicle. 11
- ICDF** Inverse Cumulative Distribution Function. 78, 79
- ISB** Internal Supervisor Block. 65, 66, 95, 116, 118, 120, 126
- LC** Load Curtailment. 136, 137
- LOH** Level of Hidrides. 107
- LP** Linear Programming. 20
- LPV** Linear Parameter-Varying. 4, 36
- MA** Mitigation Actions. 119, 120
- MIQP** Mixed Integer Quadratic Programming. 20, 121
- MPC** Model-based Predictive Control. 4, 9, 10, 12, 18, 20, 35–37, 53, 56, 57, 64, 66, 67, 74, 75, 116–120, 124, 127, 130, 141, 143, 145
- OPC** OLE for Process Control. 53
- PCC** Point of Common Coupling. 10, 42, 43
- PDF** Probability Density Function. 78, 79
- PEM** Proton Exchange Membrane. 44
- PEMFC** Proton Exchange Membrane Fuel Cell. 5, 44, 45, 47, 49, 50, 57, 58, 91, 101, 102, 107, 157
- PID** Proportional Integral Derivative. 48
- PLC** Programmable Logic Controller. 43, 49, 53, 119
- PV** Photovoltaic. 59

QP Quadratic Programming. 20, 121

RESS Renewable Energy Sources. 3, 4, 10, 16, 51, 52, 54, 55, 117

SAFEMPC Técnicas de Gestión Segura y Fiable de la Energía en Microrredes
Integrando Cambios en la Demanda y Control Predictivo Estocástico. 5

SMES Superconducting Magnetic Energy Storage. 11, 12

SMPC Stochastic Model Predictive Control. 20

SOC State of Charge. 49, 74, 141

SP Stochastic Programming. 20

US Universidad de Sevilla. 48

VSI Voltage Inverter Source. 17, 36